I. Iordănescu
Gh. Iacobescu
Maria Tudose
M. Eremia
R. Ţenovici
C. Toader
R. Enache
C. Dumitriu

REȚELE ELECTRICE PENTRU ALIMENTAREA ÎNTREPRINDERILOR INDUSTRIALE

PROBLEME

culegere de probleme pentru ingineri

Prof. dr. ing. **ION IORDĂNESCU**
Prof. dr. ing. **GHEORGHE IACOBESCU**
Șef lucr. dr. ing. **MARIA TUDOSE**
Șef lucr. dr. ing. **MIRCEA EREMIA**
Șef lucr. dr. ing. **RADU ȚENOVICI**
Șef lucr. ing. **CORNEL TOADER**
Șef lucr. dr. ing. **RADU ENACHE**
Asist. ing. **CĂTĂLIN DUMITRIU**

REȚELE ELECTRICE pentru alimentarea întreprinderilor industriale

Aplicații

Seria „Culegere de probleme pentru ingineri"

EDITURA TEHNICĂ



București – 1985

Contribuția autorilor :

I. Iordănescu — cap. 1, cap. 7
Gh. Iacobescu — cap. 6
Maria Tudose — cap. 4, cap. 5
M. Eremia — cap. 3, cap. 6
R. Țenovici — cap. 2
C. Toader — cap. 8
R. Enache — cap. 3
C. Dumitriu — cap. 2

Recenzent : ing. **Hermina Albert**

Redactor : ing. **Mircea Grosu**
Tehnoredactor : **Olimpiada Nistor**
Coperta : arh. **Mariana Zielinski**

Bun de tipar : 11.11.85. Coli de tipar : 27.
CZ : 621.316 : 62

Intreprinderea poligrafică „Oltenia" Craiova
str. Mihai Viteazul, nr. 4
Comanda nr. 198
Republica Socialistă România



PREFAȚĂ

Lucrarea de față, care conține aplicații referitoare la rețelele și instalațiile electrice pentru alimentarea întreprinderilor industriale, este necesară întrucît, prin specificul său, completează literatura de specialitate existentă, examinînd sub aspect teoretic și tehnic problematica complexă a cerințelor consumatorilor industriali, în etapa actuală de dezvoltare intensă a industriei moderne, cu aplicații care constituie exemple de analiză și rezolvare practică, dintre care o mare parte nu au fost încă puse la dispoziția specialiștilor în acest domeniu.

Tematica celor opt capitole pe care le conține lucrarea ține seama de faptul că alimentarea cu energie electrică a consumatorilor industriali nu se rezolvă numai prin realizarea instalațiilor corespunzătoare din incinta întreprinderilor pînă la fiecare receptor în parte, ci are în vedere și influența pe care apariția unor astfel de consumatori în diferite zone ale sistemului energetic, care de multe ori solicită puteri mari, influențează atît dezvoltarea, cît și funcționarea instalațiilor electrice și din afara incintei lor.

Fiecare dintre cele opt capitole, conținînd o primă parte de indicații teoretice și a doua parte cu aplicații, care în marea lor majoritate analizează și rezolvă probleme pe care le pun întreprinderile industriale, se referă la cîte una din preocupările de bază din domeniul electroenergeticii industriale.

Astfel, în capitolul întîi se rezolvă probleme privind stabilirea necesarului de putere și energie electrică pentru consumatorii industriali.

Aplicații privind calculele electrice de căderi de tensiune și de reglaj de tensiune, precum și de dimensionare a rețelelor de distribuție industriale sînt prezentate în capitolul al doilea.

Problema pierderilor de putere și de energie electrică și cea privind compensarea factorului de putere se examinează în aplicațiile din capitolul următor.

În aplicațiile din capitolele patru și cinci se rezolvă probleme privind regimurile de funcționare stabilizate și folosirea metodologiei calculelor tehnico-economice, atît pentru rețele în incinta întreprinderilor, precum și pentru instalațiile electrice care se realizează în exteriorul lor sau sînt influențate de apariția consumatorilor industriali.

Capitolul șase este dedicat aplicațiilor privind calculul curenților de scurtcircuit, tratării neutrului și regimurilor nesimetrice, iar capitolul șapte conține aplicații în care se analizează problema regimului deformant, a cărui prezență în rețelele electrice, datorită în primul rînd unora din marii consumatori industriali, este din ce în ce mai intensă. În ultimul capitol, opt, se rezolvă probleme privind tehnica securității în instalațiile electrice industriale.

Așa cum se constată din această prezentare succintă a tematicii aplicațiilor, lucrarea de față constituie o primă realizare cu aspect specific de electroenergetică industrială și se adresează specialiștilor electroenergeticieni care lucrează atît în întreprinderile industriale precum și celor din rețelele electrice, de la care sînt alimentați consumatorii industriali.

Considerăm de asemenea că lucrarea este deosebit de utilă viitorilor specialiști în electroenergetică respectiv studenților și altor cadre cu preocupări în electroenergetică și energetică industrială.

În încheiere, autorii exprimă mulțumiri tovarășei ing. Hermina Albert de la Institutul de Studii și Proiectări Energetice București pentru sugestiile și recomandările făcute cu prilejul recenzării lucrării.

Autorii

CUPRINS

1. **Stabilirea consumurilor de putere și energie electrică necesare întreprinderilor industriale** 7

1.1. Indicații teoretice 7
1.1.1. Mărimi caracteristice privind puterea și energia necesare 7
1.1.2. Calculul puterii și energiei active și reactive necesare 9
1.2. Aplicații 13
Bibliografie 32

2. **Calculul căderilor de tensiune și alegerea secțiunii conductoarelor liniilor electrice** 33

2.1. Indicații teoretice 33
2.1.1. Calculul parametrilor liniilor electrice și transformatoarelor 33
2.1.2. Calculul căderilor și pierderilor de tensiune 39
2.1.3. Calculul secțiunii conductoarelor liniilor electrice 46
2.1.4. Reglajul tensiunii în rețelele electrice 51
2.2. Aplicații 52
Bibliografie 92

3. **Pierderile de putere și energie electrică. Compensarea energiei reactive** 93

3.1. Indicații teoretice 93
3.1.1. Informațiile necesare pentru efectuarea calculelor tehnico-economice 94
3.1.2. Calculul pierderilor de putere și energie electrică în liniile electrice . 95
3.1.3. Calculul pierderilor de putere și energie electrică în transformatoare 96
3.1.4. Stabilirea oportunității compensării puterii reactive 97
3.1.5. Calculul frecvenței de rezonanță 99
3.2. Aplicații 100
Bibliografie 130

4. **Regimul permanent de funcționare al rețelelor electrice complexe** 131

4.1. Indicații teoretice 131
4.1.1. Formularea matematică a regimului permanent 131
4.1.2. Metoda Gauss-Seidel 137
4.1.3. Metoda Newton-Raphson 142
4.1.4. Metoda R.E.I.-Dimo 145
4.2. Aplicații 148
Bibliografie 171

5. **Stabilirea soluțiilor optime de alimentare cu energie electrică a întreprinderilor industriale** 172

5.1. Indicații teoretice 172

5.1.1. Racordarea întreprinderilor industriale la sistemul energetic 172
5.1.2. Structura și configurația instalațiilor de distribuție a energiei electrice din întreprinderile industriale. Alegerea soluțiilor optime 184
5.2. Aplicații 187
Bibliografie 238

6. Scurtcircuite în rețelele electrice 239
6.1. Indicații teoretice 239
6.1.1. Scurtcircuitul trifazat 239
6.1.2. Scurtcircuite nesimetrice 249
6.1.3. Metode de calcul al curenților de scurtcircuit 258
6.1.4. Influența curenților de scurtcircuit asupra echipamentelor și instalațiilor electrice 260
6.1.5. Tratarea neutrului în instalațiile electroenergetice 263
6.2. Aplicații 267
Bibliografie 342

7. Regimul deformant. Caracteristici și măsuri de atenuare 343
7.1. Indicații teoretice 343
7.1.1. Schema de tip racord adînc 345
7.1.2. Schemă cu bare la tensiunea primară 349
7.2. Aplicații 351
Bibliografie 375

8. Tehnica securității în instalațiile electrice industriale 376
8.1. Indicații teoretice 376
8.1.1. Valori admisibile ale mărimilor de electrocutare 376
8.1.2. Determinarea curentului electric care trece prin corpul omului 380
8.1.3. Protecția contra accidentelor prin electrocutare 381
8.1.4. Proiectarea instalației de legare la pămînt de protecție 382
8.1.5. Proiectarea instalației de legare la nul 386
8.1.6. Proiectarea instalației de egalizare a potențialelor 387
8.1.7. Alte sisteme de protecție contra accidentelor prin electrocutare 389
8.2. Aplicații 390
Bibliografie 430

1. STABILIREA CONSUMURILOR DE PUTERE ŞI ENERGIE ELECTRICĂ NECESARE ÎNTREPRINDERILOR INDUSTRIALE

1.1. INDICAŢII TEORETICE

1.1.1. MĂRIMI CARACTERISTICE PRIVIND PUTEREA ŞI ENERGIA NECESARE

a) **Puterea instalată** pentru un agregat este egală cu puterea nominală a motorului electric de acţionare sau cu suma puterilor nominale în cazul în care agregatul are mai multe motoare de acţionare.

În cazul unui grup de agregate se reduce suma puterilor instalate cu puterile nominale ale agregatelor în rezervă.

Pentru consumatorii cu funcţionare intermitentă în cicluri repetate (funcţionare-oprire) care în medie nu depăşeşesc 10 min, puterea instalată de calcul se stabileşte cu expresia:

$$P_i = P_n \cdot \frac{T_c}{T_t}, \tag{1.1.1}$$

în care: P_n este suma puterilor nominale ale motoarelor de acţionare ale agregatului;

T_c — timpul de conectare (de funcţionare) al agregatului;

T_t — timpul total al ciclului (funcţionare plus oprire).

b) **Coeficientul de cerere**, K_c, se calcuează folosindu-se expresia:

$$K_c \frac{P_c}{P_i} = \frac{W_a}{T \cdot P_i}, \tag{1.1.2}$$

în care: P_c este puterea cerută (de calcul), reprezentînd cea mai mare valoare a puterii active medii pe un sfert sau o jumătate de oră din 24 ore de funcţionare;

W_a — valoarea maximă a energiei consumate de agregatul sau agregatele considerate într-un interval de 15 sau 30 min dintr-o perioadă (în general 24 h), indicată de un aparat cu indicator de maxim sau prin citirea contoarelor, exprimată în kWh;

T — intervalul de timp (15 sau 30 min) de măsurare a energiei, exprimat în ore;

P_t — puterea instalată a agregatului sau agregatelor considerate, stabilită după indicațiile de la pct. a, exprimată în kW.

c) **Coeficientul de simultaneitate**, K_s, se calculează în cazul funcționării simultane a doi sau mai mulți consumatori, folosindu-se expresia:

$$K_s = \frac{P_{rez\ max}}{\sum_{1}^{n} P_{max\ i}}, \tag{1.1.3}$$

în care: $P_{max\ rez}$ este puterea maximă preluată de toți consumatorii (rezultantă) funcționînd simultan, pentru care se calculează K_s;

$P_{max\ i}$ — puterea maximă preluată de fiecare consumator sau de grupele de consumatori care se consideră pentru calculul lui K_s.

d) **Curbele de sarcină activă și indicatorii acestora.** Se pot stabili curbe de sarcină activă pentru un agregat sau grupe de agregate pentru diferite perioade de timp (de ex.: o zi (24 h), o lună, un an), fie utilizîndu-se graficele înregistrate de aparatele înregistratoare, fie — mai frecvent — prin citirile orare ale contoarelor pentru curbele zilnice și prin citirile zilnice pentru curbele lunare de sarcină. Puterile se reprezintă prin trepte reprezentînd valorile medii orare (pentru curbele zilnice), valorile zilnice (pentru curbele lunare) și valorile medii lunare (pentru curbele anuale de sarcină).

Indicatorii curbelor de sarcină activă care se pot stabili sînt:

— *energia activă consumată* W_a *pe durata* T pentru care se stabilește curba de sarcină;

— *valorile maximă* P_{max} *și minimă* P_{min} ale puterilor în aceeași perioadă;

— *puterea medie*, care se calculează, cu expresia:

$$P_{med} = \frac{W_a}{T} \tag{1.1.4}$$

Durata T poate fi: o zi, o lună, un an, sau mai poate fi un schimb, un ciclu (o șarjă), o săptămînă, funcție de scopul urmărit;

— *coeficientul de utilizare a puterii instalate*, K_u, pentru care se folosește expresia:

$$K_u = \frac{P_{med}}{P_t} \tag{1.1.5}$$

— *durata de utilizare a puterii maxime*, $T_{a\ max}$, egală cu:

$$T_{a\ max} = \frac{W_a}{P_{max}} \cdot 365\ [\text{h/an}], \tag{1.1.6}$$

în care W_a este energia activă consumată în 24 h;

— *coeficientul de aplatizare*, K_{apl}, egal cu:

$$K_{apl} = \frac{P_{med}}{P_{max}} \tag{1.1.7}$$

— coeficientul de formă, K_f, dat de expresia:

$$K_f = \frac{\sqrt{n}\sqrt{\sum_1^n W_{ai}^2}}{W_a}. \quad (1.1.8)$$

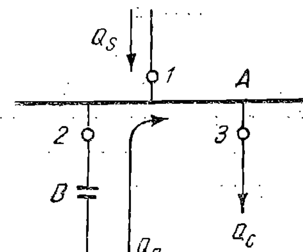


Fig. 1.1.1. Bilanțul puterilor reactive la un nod de bare.

e) **Curbele de sarcină reactivă și indicatorii acestora.** Se stabilesc în general pentru o zi (24 h), alegîndu-se punctele caracteristice pentru stabilirea mărimii factorului de putere și îmbunătățirea acestuia. Se stabilesc, de regulă, prin citirea la fiecare oră a indicațiilor contoarelor de energie reactivă.

Un punct obligat de măsurare este cel de decontare a energiei consumate (pct. *1* în fig. 1.1.1) pentru determinarea aportului sistemului (Q_s).

Cînd există și instalații de compensare (B) a energiei reactive este necesar ca simultan să se facă măsurări și în punctul *2* pentru energia (puterea) reactivă produsă de acestea. Însumîndu-se valorile măsurate în punctele *1* și *2* se poate stabili curba de sarcină reactivă reală a consumatorilor (pentru punctul *3*).

Indicatori ai curbelor de sarcină reactivă sînt:

— valoarea maximă a puterii reactive, Q_{max}, fie numai pentru sistem (în punctul *1*) cînd nu există mijloace de compensare, fie cînd există se determină în punctul *3*;

— valorile energiei reactive primite din sistemul W_{rs} (în punctul *1*) și cea necesară consumatorilor, W_{rc} (în punctul *3*, cînd există instalații de compensare);

— valorile medii ale factorului de putere, $\cos \varphi_{med}$, pentru energia primită din sistem avînd expresia:

$$\cos \varphi_{med\ s} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_{rs}^2}} \quad (1.1.9)$$

în care: W_a este energia activă primită din sistem, stabilită folosind curbele de sarcină activă și pentru energia primită de consumatori, reprezentînd factorul de putere mediu natural, $\cos \varphi_{med.nat}$ avînd expresia:

$$\cos \varphi_{med.nat} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_{rc}^2}}; \quad (1.1.10)$$

— valorile factorului de putere corespunzătoare încărcării maxime pentru ambele situații menționate, $\cos \varphi_{s\ max}$, se calculează folosind relația:

$$\cos \varphi_{s\ max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}. \quad (1.1.11)$$

1.1.2. CALCULUL PUTERII ȘI ENERGIEI ACTIVE ȘI REACTIVE NECESARE

a) **Calculul puterii active maxime.** Reprezintă de fapt puterea cerută sau de calcul, pentru care metodele de evaluare cele mai folosite sînt:

1) *Metoda coeficientului de cerere,* care permite stabilirea puterii de calcul (cerute) folosindu-se expresia (1.1.2) pentru fiecare receptor, în care necu-

noscuta este P_c. Valorile coeficientului K_c se iau din literatura de specialitate sau se stabilesc prin măsurări făcute la agregate similare. În tabelul 1.1.1 s-au dat valori pentru anumite categorii de agregate. Cînd intervin grupe de agregate care funcţionează simultan este necesar să se utilizeze şi coeficienţii de simultaneitate (expresia 1.3) care, dacă nu sînt indicaţi în literatură sau nu sint obţinuţi prin măsurări, se pot lua $K_s = 0,9 \ldots 0,95$.

Tabelul 1.1.1

Coeficienţi de cerere pentru diferite agregate

Nr. crt.	Tipul întreprinderii	Denumirea agregatului	K_c
1	Uzine cocso-chimice	— transportoare cu role — stivuitor — maşina de încărcat — împingător de cocs	0,4 0,35 0,2 0,2
2	Uzine metalurgice	— pompe de apă — compresoare — conveiere — transportoare pe pat de role — împingătoare — foarfece de tăiat la rece — diverse macarale	0,9 0,8 0,55 0,3 0,14 0,5 0,11—0,18
3	Uzine constructoare de maşini	— maşini de aşchiat metale — pompe, compresoare — transformatoare de sudare — cuptoare de rezistenţă — cuptoare de inducţie cu frecvenţă joasă	0,16—0,25 0,8 0,35 0,8 0,8
4	Construcţii	— excavatoare — macarale turn	0,4—0,6 0,2

2) *Metoda formulei binome.* În cazul unei grupe de n receptoare formula este :

$$P_c = aP_x + bP_n, \quad (1.1.12)$$

în care : P_c este puterea de calcul a grupei respective de receptoare ;
P_x — suma puterilor instalate a primelor x receptoare din grupă, în ordinea descrescătoare a puterilor nominale ;
P_n — suma puterilor instalate a celor n receptoare din grupă ;
a şi b — coeficienţi specifici diferitelor categorii de receptoare. Valori pentru x, a şi b corespunzătoare anumitor tipuri de receptoare sînt indicate în tabelul 1.1.2.

Tabelul 1.1.2

Coeficienţii binomiali ai unor receptoare electrice

	a	b	x	cos φ
Pentru motoare electrice de acţionare individuală a maşinilor-unelte	0,5	0,2	5	0,5
Pentru motoarele ventilatoarelor, compresoarelor şi pompelor	0,25	0,65	5	0,8
Pentru cuptoare electrice cu rezistenţă cu funcţionare continuă	0,3	0,7	2	0,95

Pentru stabilirea puterii de calcul a unui număr de m grupe de receptoare se aplică formula binomă (1.12) fiecărei grupe :

$$\begin{aligned} &\text{pentru grupa } l: P_{c(l)} = (aP_x)_l + (bP_n)_l\,; \\ &\text{pentru grupa } k: P_{c(x)} = (aP_x)_k + (bP_n)_k\,; \qquad (1.1.13) \\ &\text{pentru grupa } m: P_{c(m)} = (aP_x)_m + (bP_n)_m. \end{aligned}$$

Puterea de calcul totală $P_{c(t)}$ a celor m grupe este :

$$P_{c(t)} = (aP_x)_{max} + \sum_{i=1}^{m} (bP_n)_i \qquad (1.1.14)$$

în care : $(aP_x)_{max}$ este cel mai mare dintre termenii de forma aP_x ;

$\sum_{i=1}^{m} (bP_n)_i$ — suma tuturor termenilor de forma bP_n corespunzătoare celor m grupe.

b) **Calculul puterii reactive maxime.** Se determină, de fapt, puterea reactivă solicitată de consumatorii din întreprindere corespunzătoare puterii active maxime (de calcul), stabilită folosindu-se metodele menţionate. Astfel, considerîndu-se metoda formulei binome, în tabelul 1.1.2 sînt menţionate valorile factorului de putere corespunzătoare puterii active de calcul determinate de coeficienţii daţi şi cu care se poate stabili puterea reactivă.

c) **Calculul puterii active medii.** Se determină folosindu-se, în majoritatea cazurilor, metodele :

— coeficientului de utilizare a puterii instalate, K_u (expresia 1.5) în care valoarea acestuia se ia din literatura de specialitate sau din măsurări efectuate;

— energiei specifice, $W_{a\,sp}$, atunci cînd se cunoaşte consumul specific de energie pentru produsul unitar al întreprinderii (tabelul 1.1.3) şi numărul de produse N care se realizează în perioada pentru care se calculează puterea medie, T. Se foloseşte expresia :

$$P_{med} = \frac{W_{a\,sp}N}{T}. \qquad (1.1.15)$$

d) **Calculul energiei active necesare,** W_a. Se folosesc metodele :

— consumului specific de energie $W_{a\,sp}$, cu expresia :

$$W_{a\,an} = W_{a\,sp}N, \qquad (1.1.16)$$

în care : $W_{a\,an}$ este energia activă necesară într-un an ;

N — numărul de produse unitare realizate într-un an ;

Tabelul 1.1.3

Consum specific de energie

Nr. crt.	Denumirea produsului	Produsul unitar	Energia necesară	
1	Oțel laminat	t	75—95	kWh/t
2	Țeavă de oțel	t	90—150	idem
3	Fontă	t	30—50	idem
4	Aluminiu metalic (electroliză)	t	18 000—20 000	idem
5	Aluminiu laminat	t	6 000	idem
6	Țeavă de aluminiu	t	12 000	idem
7	Sodă	t	60—70	idem
8	Acid azotic	t	130—150	idem
9	Materiale plastice	t	100—250	idem
10	Clor	t	3 000—4 000	idem
11	Biciclete	buc.	25	kWh/buc.
12	Automobile (echivalent)	buc.	1 000—1 500	idem
13	Combine	buc.	800—2 200	idem
14	Motoare electrice	kW	11	kWh/kW
15	Aer comprimat	$10^3 \cdot m^3$	100	$kWh/10^3 \cdot m^3$
16	Ciment portland	t	130	kWh/t
17	Faianță	t	300—900	idem
18	Sticlă	t	70—100	idem
19	Carne	t	42—55	idem
20	Brînză	t	60	idem
21	Lapte praf	t	318	idem

— duratei de utilizare a puterii maxime, $T_{a\ max}$, folosindu-se expresia

$$W_{a\ an} = P_{max} T_{a\ max}, \qquad (1.1.17)$$

în care valoarea lui $T_{a\ max}$ se ia din literatura de specialitate funcție de specificul întreprinderii (tabelul 1.1.4).

Tabelul 1.1.4

Durata de utilizare a puterii maxime $T_{a\ max}$, pentru întreprinderi care funcționează în trei schimburi

Nr. crt.	Ramura industrială	$T_{a\ max}$ [h/an]
1	Metalurgie	6 500
2	Chimie	5 800
3	Construcții de mașini	4 400
4	Hîrtie	5 500
5	Alimentară	5 000
6	Textilă	4 500
7	Electrotehnică	5 000

e) **Calculul energiei reactive,** W_r. Se calculează energia reactivă corespunzînd cerințelor consumatorilor (factorului de putere natural) folosindu-se relația :

$$W_{r\ an} = Q_{max} T_{r\ max} \qquad (1.1.18)$$

în care: $W_{r\ an}$ este energia reactivă necesară într-un an;
Q_{max} — puterea maximă reactivă determinată conform indicațiilor de la pct. b;
$T_{r\ max}$ — durata anuală de utilizare a puterii reactive maxime. Se poate lua egală cu $T_{a\ max}$.

1.2. APLICAȚII

Aplicația 1.2.1. Să se stabilească puterea instalată totală (P_{it}) a agregatelor dintr-o secție a unei întreprinderi, care este dotată cu:

— 35 strunguri, fiecare avînd motoare de acționare cu puterea instalată reprezentînd: $P_{is} = 2{,}5$ kW; două din aceste strunguri sînt rezervă;

— 15 freze, fiecare fiind acționată de cîte un motor electric cu puterea instalată $P_{if} = 1{,}5$ kW; un agregat este rezervă;

— 2 ventilatoare, fiecare fiind acționat de un motor avînd puterea instalată $P_{iv} = 5$ kW. Funcționează numai cîte unul;

— un pod rulant prevăzut cu motoare cu putere instalată $P_{ip1} = 12$ kW. Regimul de funcționare este de scurtă durată repetat, timpul de conectare mediu într-un ciclu (T_{c1}) (funcționare plus perioada de oprire) reprezentînd 60%;

— un pod rulant avînd motoare de acționare cu putere instalată $P_{ip2} = 7{,}5$ kW. Durata de conectare medie într-un ciclu (T_a) este de 40%.

REZOLVARE:

Puterea instalată totală existentă pentru categoriile de agregate din secție ($P_{i\ tot\ ex}$) este:

$$P_{i\ tot\ ex} = \Sigma P_{is} + \Sigma P_{if} + \Sigma P_{iv} + \Sigma P_{ip1} + \Sigma P_{ip2}$$

$$P_{i\ tot\ ex} = 87{,}5 + 22{,}5 + 10 + 12 + 7{,}5 = 139{,}5 \text{ kW}.$$

Ținîndu-se seamă de puterea instalată a agregatelor în rezervă și de durata de conectare a agregatelor cu funcționare de scurtă durată repetată, puterea instalată totală care se consideră pentru secție este:

$$P_{i\ tot\ secție} = (\Sigma P_{is} - \Sigma P_{is\ rez}) + (\Sigma P_{if} - \Sigma P_{if\ rez}) + (\Sigma P_{iv} - \Sigma P_{iv\ rez}) + T_{c1} \cdot P_{ip1} + T_{c2} \cdot P_{ip2}$$

$$P_{i\ tot\ secție} = (35 \cdot 2{,}5 - 2 \cdot 2{,}5) + (15 \cdot 1{,}5 - 1{,}5) + (2 \cdot 5 - 5) + 0{,}6 \cdot 12 + 0{,}4 \cdot 7{,}5 = 118{,}7 \text{ kW}.$$

Rezultă că, deși puterea instalată reală în secție este de 139,5 kW, pentru calculul indicatorilor energetici ai secției și respectiv ai întreprinderii se consideră puterea instalată egală cu 118,7 kW, datorită specificului funcționării agregatelor din secție.

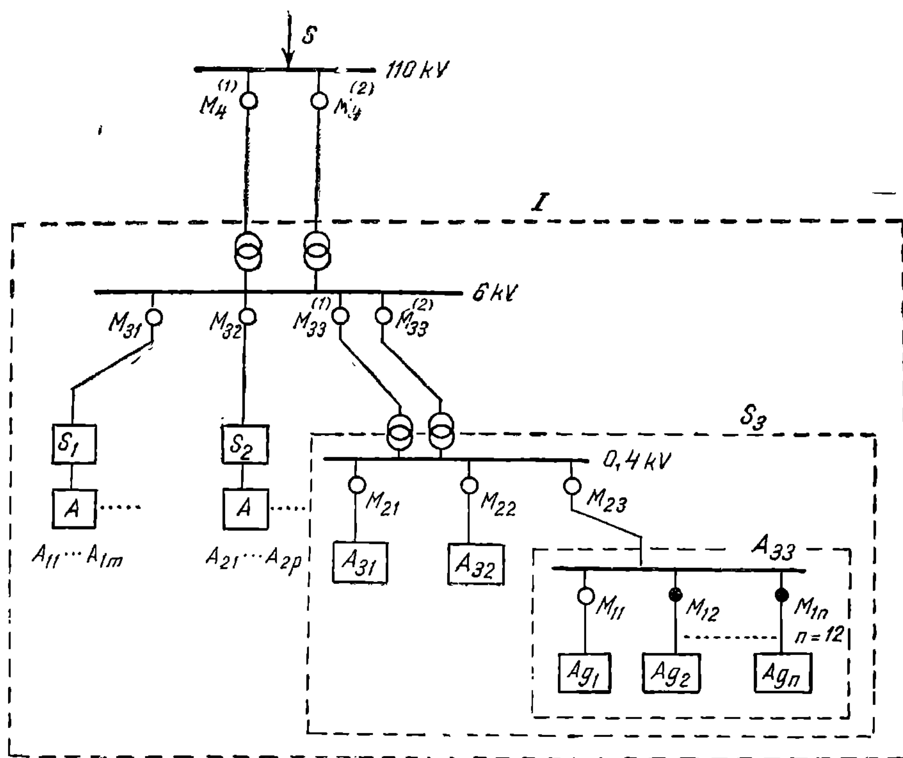


Fig. 1.2.1. Schema de principiu pentru alimentarea unităţilor productive dintr-o întreprindere.

Aplicaţia 1.2.2. Întreprinderea *I* (fig. 1.2.1) are trei secţii tehnologice (S_1, S_2, S_3). Fiecare secţie are un număr de ateliere şi anume: secţia S_1 are *m* ateliere, secţia S_2 are *p*, iar secţia S_3 are trei ateliere (A_{31}, A_{32}, A_{33}). În fiecare atelier din secţie există mai multe agregate. În atelierul A_{33}, de exemplu, sînt *n* agregate.

Schema de principiu a alimentării cu energie electrică a întreprinderii din sistem (din staţia *S*) şi a secţiilor, atelierelor şi agregatelor din întreprindere este dată în fig. 1.2.1.

Sumele puterilor instalate (ΣP_i), pentru calcul, stabilite la diferite niveluri în întreprindere sînt următoarele:

— pentru agregatul A_{g1}: $\Sigma P_{iAg1} = 12$ kW;
— pentru atelierul A_{33}, respectiv agregatele $A_{g1} \ldots A_{gn} = \Sigma P_{iA33} = 154$ kW;
— pentru atelierul A_{32}: $\Sigma P_{iA32} = 175$ kW;
— pentru atelierul A_{31}: $\Sigma P_{iA31} = 125$ kW;
— pentru secţia S_2: $\Sigma P_{is2} = 522$ kW;
— pentru secţia S_1: $\Sigma P_{is1} = 432$ kW.

Dintre măsurările efectuate cu aparatele indicatoare de consum maxim de energie (maxiprint) instalate în diferite puncte s-au obținut următoarele valori maxime pentru o jumătate de oră dintr-o zi de lucru :

— în punctul M_{11}, pentru agregatul A_{g1} : $W_{a11} = 1{,}2$ kWh ;
— în punctul M_{23}, pentru atelierul A_{33} : $W_{a23} = 19{,}25$ kWh ;
— în punctul M_{22}, pentru atelierul A_{32} : $W_{a22} = 28$ kWh ;
— în punctul M_{21}, pentru atelierul A_{31} : $W_{a21} = 21{,}25$ kWh ;
— în punctul M_{31}, pentru secția S_1 : $W_{a31} = 97{,}20$ kWh ;
— în punctul M_{32}, pentru secția S_2 : $W_{a32} = 96{,}57$ kWh ;
— în punctele $M_{33}^{(1)}$ și $M_{33}^{(22)}$ pentru secția S_3 : $W_{a33} = 65{,}20$ kWh ;
— în punctele $M_4^{(1)}$ și $M_4^{(2)}$ pentru întreprindere : $W_{aI} = 197{,}12$ kWh.

Considerînd valorile anergiilor măsurate să se calculeze coeficienții de cerere pentru agregatul A_{g1}, atelierele A_{31}, A_{32}, A_{33}, secțiile : S_1, S_2, S_3 și pentru întreprindere.

REZOLVARE :

Folosindu-se expresia (1.1.2) se calculează coeficienții de cerere :

— pentru agregatul A_{g1} : $K_{cg1} = \dfrac{1{,}2}{0{,}5 \cdot 12} = 0{,}2$;

— pentru atelierul A_{33} : $K_{c33} = \dfrac{19{,}25}{0{,}5 \cdot 154} = 0{,}25$;

— pentru atelierul A_{32} : $K_{c32} = \dfrac{28}{0{,}5 \cdot 175} = 0{,}32$;

— pentru atelierul A_{31} : $K_{c31} = \dfrac{21{,}25}{0{,}5 \cdot 125} = 0{,}34$;

— pentru secția S_1 : $K_{c1} = \dfrac{97{,}20}{0{,}6 \cdot 432} = 0{,}45$;

— pentru secția S_2 : $K_{c2} = \dfrac{96{,}57}{0{,}5 \cdot 522} = 0{,}37$;

— pentru secția S_3 : $K_{c3} = \dfrac{65{,}2}{0{,}5 \cdot 454} = 0{,}29$;

— pentru întreprindere : $K_{cI} = \dfrac{197{,}12}{0{,}5 \cdot 1408} = 0{,}28$.

Se menționează că W_{a33} și W_{aI} reprezintă valorile maxime ale sumelor indicațiilor aparatelor de maxim instalate în punctele $M_{33}^{(1)}$ și $M_{33}^{(2)}$ pentru secția S_3 și respectiv în punctele $M_4^{(1)}$ și $M_4^{(2)}$ pentru întreprindere.

Valorile obținute pentru coeficienții de cerere corespund unor întreprinderi în care ponderea cea mai mare o au mașinile-unelte.

Aplicația 1.2.3. Se consideră schema de alimentare a întreprinderii din figura 1.2.1 și valorile energiilor măsurate indicate în aplicația 1.2.2. În plus se precizează că atelierul A_{33} este dotat cu 12 agregate, deci $n = 12$, iar prin

montarea aparatelor de maxim în punctele $M_{11} \ldots M_{12}$ se obțin următoarele valori maxime pentru energia consumată într-o jumătate de oră:

— în $M_{1\,1}$: 1,2 kWh;
— în $M_{1\,2}$: 1,9 kWh;
— în $M_{1\,3}$: 1,5 kWh;
— în $M_{1\,4}$: 1,7 kWh;
— în $M_{1\,5}$: 2,0 kWh;
— în $M_{1\,6}$: 1,85 kWh;
— în $M_{1\,7}$: 1,68 kWh;
— în $M_{1\,8}$: 2,25 kWh;
— în $M_{1\,9}$: 1,9 kWh;
— în $M_{1\,10} = 2{,}3$ kWh;
— în $M_{1\,11} = 1{,}75$ kWh;
— în $M_{1\,12} = 2{,}15$ kWh.

Suma puterilor maxime pentru atelierele secției S_1 se consideră $\sum_{i=1}^{m} P_{max\ A1i} = 228$ kW și pentru atelierele secției S_2, $\sum_{1}^{p} P_{max\ A2i} = 215$ kW.

Se cere să se calculeze coeficienții de simultaneitate pentru atelierul A_{33}, pentru fiecare din secțiile S_1, S_2 și S_3 și pentru întreprindere.

REZOLVARE:

Utilizîndu-se expresia 1.1.3 se obține:

— pentru atelierul A_{33} : $P_{max\ A_{33}} = \frac{19{,}25}{0{,}5} = 38{,}50$ kW;

$$\sum_{1}^{12} P_{max\ comp\ i} = \frac{22{,}18}{0{,}5} = 44{,}36 \text{ kW}; \quad k_{s\ A_{33}} = \frac{38{,}50}{44{,}36} = 0{,}87;$$

— pentru secția S_3 : $P_{max\ S_3} = \frac{65{,}20}{0{,}5} = 130{,}40$ kW;

$$\sum_{1}^{3} P_{max\ A_{3i}} = \frac{19{,}25 + 28 + 21{,}25}{0{,}5} = 137 \text{ kW}; \quad k_{s\ S_3} = \frac{130{,}40}{137} = 0{,}95;$$

— pentru secția S_2 : $P_{max\ S_2} = \frac{96{,}57}{0{,}5} = 193{,}14$ kW;

$$\sum_{1}^{p} P_{max\ A_{2i}} = 215 \text{ kW}; \quad K_{s\ S_2} = \frac{193{,}14}{215} = 0{,}9;$$

— pentru secția S_1 : $P_{max\ S_1} = \frac{97{,}20}{0{,}5} = 194{,}4$ kW;

$$\sum_{1}^{m} P_{max\ A_{1i}} = 228 \text{ kW}; \quad K_{s\ S_1} = \frac{194{,}40}{228} = 0{,}85;$$

— pentru întreprindere: $P_{max\ I} = \frac{197{,}12}{0{,}5} = 394{,}24$ kW;

$$\sum_{1}^{3} P_{max\ S_i} = 517{,}94 \text{ kW}; \quad K_{s\ I} = \frac{394{,}24}{517{,}94} = 0{,}76.$$

Valorile coeficienților de simultaneitate obținute se încadrează în banda valorilor admise 0,7—0,95. Se menționează că totuși valorile 0,9 și 0,95 rezultate pentru secțiile S_2 și S_3 arată că pentru astfel de consumatori, considerați în majoritate mașini-unelte, lucrînd în schimburi inegal încărcate (v. problema 1.2.4) care conduc, de obicei, la coeficienți de aplatizare reduși, puterile maxime ale atelierelor respective sînt prea apropiate între ele în timp.

Aceasta conduce la o contribuție mare a puterii maxime a fiecărui atelier la puterea maximă a secției respective, ceea ce determină o utilizare slabă a secțiunii conductoarelor liniilor și puterilor transformatoarelor care alimentează fiecare din cele două secții.

Situația este îmbunătățită la nivelul întreprinderii, unde puterile maxime ale secțiilor fiind decalate mai mult între ele în timp, influențează mai puțin puterea maximă simultană a întreprinderii, situație pusă în evidență de valoarea mai redusă a coeficientului de simultaneitate respectiv.

Aplicația 1.2.4. Din fig. 1.2.1 se consideră punctele de măsurare $M_4^{(1)}$ și $M_4^{(2)}$ la nivelul întreprinderii. Valorile obținute prin citirile orare al contoarelor de energie activă pentru o zi lucrătoare, care însumate reprezintă energiile consumate în fiecare oră de întreprindere sînt următoarele:

Ora	0—1	1—2	2—3	3—4	4—5	5—6	6—7	7—8	8—9	9—10	10—11	11—12
W_a [kWh]	98	99	97	90	94	120	160	197,12	185	187	175	130

Ora	12—13	13—14	14—15	15—16	16—17	17—18	18—19	19—20	20—21	21—22	22—23	23—24
W_a [kWh]	140	135	120	140	162	175	180	178	165	142	125	108

Din citirile zilnice pentru luna iunie rezultă următorul consum de energie activă:

luni	—	7 / 2 870	14 / 2 770	21 / 2 950	28 / 3 050
marți	1 / 3 120	8 / 3 280	15 / 3 100	22 / 3 350	29 / 3 270
miercuri	2 / 3 402,12	9 / 3 440	16 / 3 350	23 / 3 650	30 / 3 550
joi	3 / 3 350	10 / 3 410	17 / 3 160	24 / 3 540	—
vineri	4 / 3 220	11 / 3 380	18 / 3 250	25 / 3 420	—
sîmbătă	5 / 2 850	12 / 2 960	19 / 2 700	26 / 3 108	—
duminică	6 / 1 200	13 / 1 280	20 / 1 560	27 / 2 200	—

Considerîndu-se consumul lunar de energie pentru un an, acesta se repartizează pentru fiecare lună astfel:

luna	W_a [kWh]	luna	W_a [kWh]
I	50 155	VII	61 870
II	52 220	VIII	59 320
III	62 150	IX	72 380
IV	65 940	X	77 850
V	71 650	XI	85 980
VI	89 760	XII	92 850

Se cere:

a) Să se stabilească, pe baza informațiilor existente, curbele de sarcină pentru: ziua, luna și anul date, apreciindu-se activitatea întreprinderii funcție de energia activă consumată în diferite intervale de timp.

b) Pentru curba de sarcină a zilei lucrătoare să se stabilească indicatorii: W_a, P_{max}, P_{min}, $T_{a\ max}$, P_{med}, K_u, K_{ap1}, K_f.

c) Pentru curbele de sarcină pe luna iunie și cea anuală să se stabilească: valorile maximă și minimă pentru lună și pentru an a puterilor medii orare și valorile coeficientului de utilizare a puterii instalate K_u.

REZOLVARE:

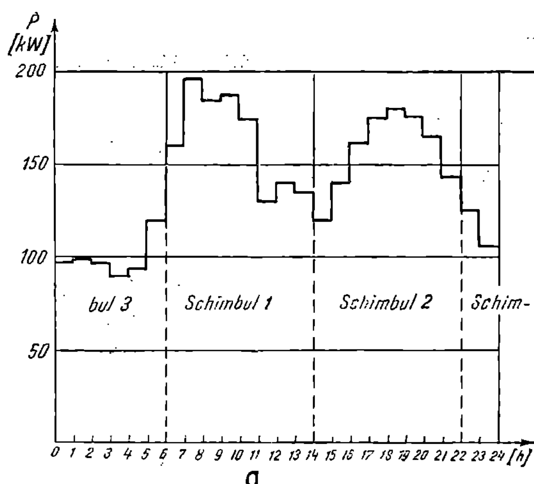
a) Curbele de sarcină sînt reprezentate în fig. 1.2.2, *a*, *b* și *c*.

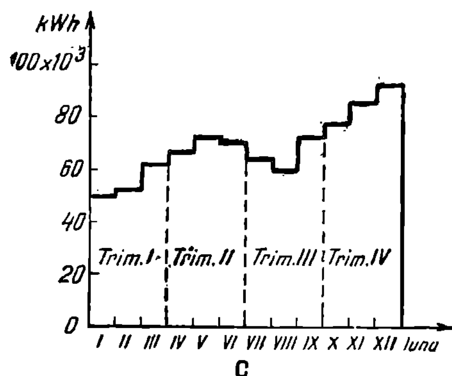
— În privința curbei de sarcină zilnică (fig. 1.2.2, *a*) se precizează că aceasta se reprezintă corect, dacă nu există kilowattmetre înregistratoare, folosindu-se citirile orare ale contoarelor, numai prin trepte care indică puterea medie orară. Reprezentarea în aceste cazuri a puterii medii orare printr-un punct nu este corectă, întrucît nu reprezintă variația reală a puterii, consecința fiind că suprafața cuprinsă între această curbă și axele de coordonate nu reprezintă energia activă zilnică consumată.

După forma curbei se constată că întreprinderea lucrează în trei schimburi inegal încărcate, valorile energiei consumate fiind: 1 309 kWh în schimbul 1, 1,262 kWh în schimbul 2 și 831 kWh în schimbul 3. Deci primele două schimburi sînt apropiate ca încărcare, schimbul 3 fiind foarte descărcat, întrucît o parte din energia consumată o reprezintă și iluminatul interior și deci agregatele productive consumă puțin.

Analizîndu-se și din acest punct de vedere desfășurarea activității în schimbul 3 se poate constata eficiența lui și lua măsuri pentru îmbunătățirea acesteia, îndeosebi dacă sînt utilaje care în acest schimb funcționează descărcate.

— Curba lunară de sarcină este stabilită prin reprezentarea zilnică a energiei consumate. Se ține seamă în primul rînd că este vorba de luna iunie, lună de încheiere a trimestrului al II-lea și a primului semestru al anului. Acest lucru rezultă din intensificarea consumului de energie electrică în ultima decadă atît în zilele lucrătoare, cît și duminica (fig. 1.2.2, *b*). Se constată că, în general, duminica este o zi foarte descărcată, de unde rezultă că practic nu se desfășoară activități productive. Spre sfîrșitul lunii se efec-





kWh
4000
3000
2000
1000
Luna IUNIE
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 Ziua
M Mi J V S D L M Mi J V S D L M Mi J V S D L M Mi J V S D L M Mi
b

Fig. 1.22. Curbe de sarcină pentru puterea și energia activă și reactivă :
a — zilnică ; *b* — lunară ; *c* — anuală.

tuează totuși anumite recuperări. Consumul de energie pe decade este: 30 142 kWh în prima, 27 530 kWh în a doua și 32 088 kWh în a treia decadă.

Se menţionează că se mai pot stabili curbe de sarcină lunare fie utilizîndu-se puterile medii zilnice şi care au aceeaşi alură cu cea din figura 1.2.2, *b*, la altă scară, respectiv 1/24, fie utilizîndu-se valorile maxime zilnice ale puterilor medii orare.

— Curba de sarcină anuală, respectiv cea a energiilor consumate lunar (fig. 1.2.2., *c*) sau a puterilor medii, oferă indicații în legătură cu activitatea de producţie a întreprinderii în fiecare trimestru. Din fig. 1.2.2, *c* se constată că întreprinderea considerată depune efortul maxim în trimestrul IV, celelalte funcţionînd mai slab încărcate. Este necesar desigur să se aibă în vedere şi reviziile şi reparaţiile agregatelor productive care reduc în mod justificat activitatea. În orice caz, energiile consumate și anume: 164 525 kWh în trim. I, 227 350 kWh în trim. II, 193 570 kWh în trim. III, faţă de 256 680 kWh în trim. IV arată că în primele trei trimestre, cu o îmbunătăţire parţială în trim. II, întreprinderea a funcționat cu o încărcare redusă, ceea ce a dus şi la o utilizare neraţională a energiei electrice.

b) Indicatorii curbei de sarcină zilnică ceruți sînt:

$$W_a = 3\,402{,}12 \text{ kWh}; \; P_{max} = 197{,}12 \text{ kW}; \; P_{min} = 98 \text{ kW};$$

$$T_{a\,max} = \frac{3\,402{,}12}{197{,}12} \cdot 365 = 6\,299 \text{ h/an (expresia 1.1.6)};$$

$$P_{med} = \frac{3\,402{,}12}{24} = 141{,}76 \text{ kW (expresia 1.1.4).}$$

P_{med} se poate calcula și pentru fiecare schimb:

$$P_{med_1} = \frac{W_{a1}}{T_1} = \frac{1\,309{,}12}{8} = 163{,}6 \text{ kW}; \; P_{med_2} = \frac{1\,262}{8} = 157{,}75 \text{ kW.}$$

$$P_{med_3} = \frac{831}{8} = 103{,}9 \text{ kW}; \; k_u = \frac{141{,}76}{1\,408} = 0{,}1 \text{ (expresia 1.1.5).}$$

Valorile coeficientului K_u pentru fiecare schimb sînt:

$$K_{u_1} = \frac{163{,}6}{1\,408} = 0{,}12; \; K_{u_2} = \frac{157{,}75}{1\,408} = 0{,}11; \; K_{u_3} = \frac{103{,}9}{1\,408} = 0{,}07.$$

Se constată că încărcarea redusă a schimbului 3 afectează valoarea coeficientului K_u, care este la limita inferioară a valorilor admise pentru întreprinderi prelucrătoare.

$$K_{apl} = \frac{141{,}76}{197{,}12} = 0{,}72 \text{ (expresia 1.1.7).}$$

Valoarea coeficientului de aplatizare este de asemenea mică:

$$K_f = \frac{\sqrt{24} \cdot \sqrt{98^2 + 99^2 + 97^2 + 90^2 + 94^2 + 120^2 + 160^2 + 197{,}12^2 + 185^2 + 187^2 +}}{3\,402}$$

$$\frac{\overline{+ 130^2 + 140^2 + 135^2 + 120^2 + 140^2 + 162^2 + 175^2 + 180^2 + 178^2 + 165^2 +}}{3\,402}$$

$$\frac{\overline{+ 142^2 + 125^2 + 108^2}}{3\,402} = \frac{4{,}9 \cdot 700{,}4}{3\,402}; \; K_f = 1{,}02 \text{ (expresia 1.1.8).}$$

Valoarea coeficientului de formă este aproape de limita inferioară (între 1—1,1) reprezentînd o situaţie satisfăcătoare.

c) Pentru curba de sarcină a lunii iunie

puterea medie la nivelul întregii luni:

$$P_{med} = \frac{W_{a\ lună}}{30 \cdot 24} = \frac{89\ 760}{30 \cdot 24} = 124{,}67\ \text{kW}.$$

pentru fiecare decadă:

$$P_{med_1} = \frac{30\ 142}{10 \cdot 24} = 125{,}59\ \text{kW};\quad P_{med_2} = \frac{27\ 530}{10 \cdot 24} = 114{,}71\ \text{kW};$$

$$P_{med_3} = \frac{32\ 088}{10 \cdot 24} = 133{,}70\ \text{kW}.$$

Valorile coeficientului de utilizare K_u:

la nivelul întregii luni

$$K_{u_e} = \frac{124{,}67}{1\ 408} = 0{,}088,$$

pentru fiecare decadă

$$K_{u_1} = \frac{125{,}59}{1\ 408} = 0{,}089;\quad K_{u_2} = \frac{114{,}71}{1\ 408} = 0{,}081;\quad K_{u_3} = \frac{133{,}7}{1\ 408} = 0{,}095.$$

Dacă se iau în considerare numai zilele lucrătoare din lună, valorile coeficientului K_u devin:

la nivelul lunii:

$$K_{u_e} = \frac{83\ 520}{26 \cdot 24 \cdot 1\ 408} = 0{,}0951,$$

pentru fiecare decadă

$$K_{u_1} = \frac{28\ 942}{9 \cdot 24 \cdot 1\ 408} = 0{,}0952;\quad K_{u_2} = \frac{24\ 690}{8 \cdot 24 \cdot 1\ 408} = 0{,}0913;$$

$$K_{u_3} = \frac{29\ 888}{9 \cdot 24 \cdot 1\ 408} = 0{,}098.$$

Se constată că la nivelul lunii iunie şi al decadelor, coeficientul de utilizare a puterii instalate este mai mic decît pentru ziua lucrătoare considerată.

— Pentru curba de sarcină anuală

puterea medie la nivelul anului:

$$P_{med\ an} = \frac{842\ 125}{365 \cdot 24} = 96{,}13\ \text{kW}.$$

puterea medie la nivelul lunii cu consum minim (ianuarie):

$$P_{med\ l\ min} = \frac{50\ 155}{31 \cdot 24} = 67{,}41\ \text{kW}.$$

puterea medie pentru luna cu sarcina maximă (decembrie):

$$P_{med\ l\ max} = \frac{92\ 850}{31 \cdot 24} = 124{,}80\ \text{kW}.$$

Valorile coeficientului de utilizare a puterii instalate:

la nivelul anului: $K_{u\,an} = \frac{96,13}{1\,408} = 0,0683.$

pentru luna cu consum minim: $K_{u\,min} = \frac{67,41}{1\,408} = 0,0479$;

pentru luna cu consum maxim: $K_{u\,max} = \frac{124,8}{1\,408} = 0,0886.$

Calculele efectuate arată că față de posibilitățile de realizare a unui coeficient de utilizare a puterii instalate $K_{u_1} = 0,12$ în schimbul 1 al zilei considerate, examinarea pe perioade mai lungi (o lună, un an) arată că valorile acestui coeficient, şi aşa reduse, se micşorează mai mult datorită fluctuaţiei şi îndeosebi a reducerii activităţii de producţie, a desfăşurării neritmice a acesteia şi respectiv apariţiei salturilor.

Aplicația 1.2.5. Prin citirea indicaţiilor orare ale contoarelor de energie reactivă din punctul *1* (fig. 1.1.1), în situaţia în care nu există compensare (fără *B*) au rezultat, pentru barele considerate *A*, următoarele consumuri orare de energie reactivă pentru o zi lucrătoare :

Ora	0—1	1—2	2—3	3—4	4—5	5—6	6—7	7—8	8—9	9—10	10—11	11—12
kvarh	68	65	72	80	84	82	96	120	110	105	108	96

Ora	12—13	13—14	14—15	15—16	16—17	17—18	18—19	19—20	20—21	21—22	22—23	23—24
kvarh	98	106	94	88	110	112	106	95	86	82	76	72

În privinţa energiei active s-a obţinut consumul maxim între orele 7—8 egal cu 112 kWh, iar consumul pentru 24 ore egal cu 2 010 kWh.

Pentru îmbunătăţirea factorului de putere se instalează la aceste bare o baterie de condensatoare cu două trepte de 45 kvar fiecare şi care funcţionează cu ambele trepte între orele 6—20 şi cu o treaptă între orele 20—6.

Se cere să se traseze curbele de sarcină reactivă pentru cele trei puncte de măsurare indicate în fig. 1.1.1 şi să se calculeze valoarea factorului de putere corespunzătoare sarcinii maxime şi valoarea medie pentru 24 ore.

REZOLVARE :

a) Situaţia fără compensare:

În această situaţie, cînd nu există bateria *B*, din fig. 1.1.1 se constată că în fiecare moment $Q_c = Q_s$ adică toată puterea reactivă necesară consumatorilor este primită din sistem. Rezultă deci că ceea ce se măsoară în punctul *3* se măsoară şi în *1* şi în consecinţă se poate trasa o singură curbă de sarcină reactivă utilizîndu-se datele din enunţul problemei. Aceasta este curba *I* din figura 1.2.3.

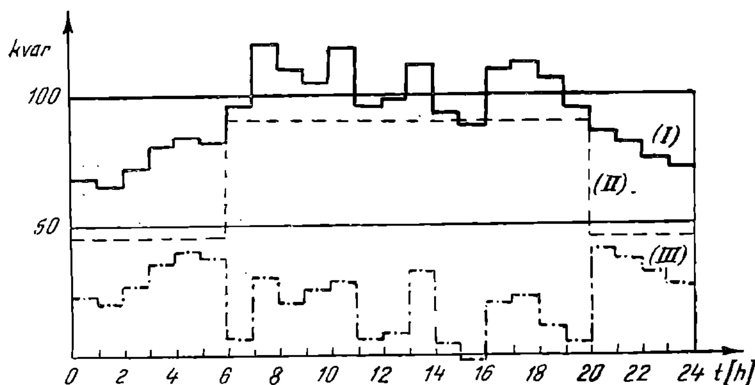


Fig. 1.2.3. Curbe de sarcină pentru puterea reactivă ;
I — fără compensare ; II — pentru bateria de condensatoare ; III — cu considerarea compensării.

Valoarea maximă a puterii reactive medii orare este 120 kvar realizaţi între orele 7—8 iar energia reactivă consumată în ziua respectivă este 2 211 kvarh.

Folosindu-se informaţiile din enunţ asupra consumului de energie activă şi fig. 1.2.4 se poate calcula factorul de putere corespunzător sarcinii maxime cu expresia (1.11) :

$$\cos \varphi_{s\ max} = \frac{112}{\sqrt{112^2 + 120^2}} = 0{,}68,$$

precum şi factorul de putere mediu pentru 24 h, cu expresia (1.10) :

$$\cos \varphi_{med\ nat} = \frac{2\,010}{\sqrt{2\,010^2 + 2\,211^2}} = 0{,}67.$$

Aceste două valori ale factorului de putere calculate fără compensare reprezintă *factorul de putere natural* care corespunde consumului real de putere reactivă al consumatorilor, constatîndu-se că sînt foarte mici.

b) Situaţia cu compensare

Prin instalarea bateriei de condensatoare B pentru compensare intervin unele modificări în circulaţia puterilor reactive şi anume :

— pentru bateria de condensatoare care funcţionează cu o treaptă de 45 kvar între orele 20—6 şi cu două trepte între orele 6—20 curba de sarcină reactivă stabilită prin măsurări în punctul *2* (fig. 1.1.1) este curba *II*. Puterea şi energia respectivă sînt injectate la bara A ;

— întrucît consumatorii necesită aceeaşi putere şi energie reactivă ca şi în situaţia necompensat, rezultă că măsurările în punctul *3* (fig. 1.1.1) conduc la obţinerea curbei iniţiale I corespunzînd factorului de putere natural ;

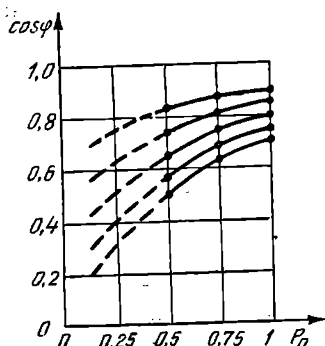


Fig. 1.2.4. Influenţa factorului de putere asupra încărcării motoarelor asincrone.

— puterea şi energia reactivă care vin din sistem reprezintă diferenţa între necesarul consumatorilor (curba *I*) şi ceea ce produce bateria de condensatoare (curba *II*), rezultînd deci pentru punctul *1* curba de sarcină *III*. Se constată că aportul sistemului se reduce.

Mărimile caracteristice ale celor trei curbe de sarcină sînt:

— pentru curba *I* rămîn cele calculate la punctul *a*, de unde rezultă că circulaţia de energie reactivă în aval de punctul de racordare al sursei de compensare nu se schimbă faţă de situaţia fără compensare şi deci:

$$W_{rc} = 2\,211 \text{ kvar}; \ \cos\varphi_{c\,max} = 0{,}68; \ \cos\varphi_{med\,nat} = 0{,}67;$$

— pentru curba *II*, a bateriei *B*, care are două trepte de putere,

$$Q_{Bmax} = 90 \text{ kvar}, \ Q_{Bmin} = 45 \text{ kvar}; \ W_{rB} = 1\,710 \text{ kvarh};$$

$$\cos\varphi_B = 0 \text{ capacitiv};$$

— pentru curba *III* reprezentînd variaţia puterii reactive primite din sistem se constată că aceasta se reduce, rezultînd:

$Q_{s\,max} = 41$ kvar; $Q_{min} = -2$ kvar deci supracompensare, bateria debitînd în sistem 2 kvar; $W_{rs} = 501$ kvar.

$$\cos\varphi_{s\,max\,comp} = \frac{112}{\sqrt{112^2 + 30^2}} = 0{,}97; \ \cos\varphi_{med\,comp} = \frac{2\,010}{\sqrt{2\,010^2 + 501^2}} = 0{,}97.$$

Rezultă deci că numai în amonte de punctul de racordare a instalaţiei de compensare se manifestă influenţa acesteia nu şi în aval.

Aplicaţia 1.2.6. O întreprindere industrială constructoare de maşini, care se află în stadiul de proiectare, urmează să fie echipată cu agregate tehnologice repartizate în două hale şi anume:

a) *în prima hală:*

— 34 strunguri a 2,5 kW fiecare, din care 2 rezervă;
— 23 strunguri a 4,5 kW fiecare, din care 1 rezervă;
— 3 cuptoare cu rezistenţă pentru călire a 360 kW fiecare;
— 3 ventilatoare a 10 kW fiecare din care 1 rezervă;
— 8 agregate de sudură a 7,5 kW fiecare, din care 2 rezervă;
— 1 pod rulant de 7,5 kW, avînd timp de funcţionare 25%;
— 1 pod rulant de 5 kW, avînd timp de funcţionare 30%;
— iluminatul însumînd 7,5 kW cu lămpi fluorescente.

b) *în a doua hală:*

— 12 freze a 1,2 kW fiecare, din care 1 rezervă;
— 15 raboteze a 1,7 kW fiecare, din care 2 rezervă;
— 4 cuptoare cu rezistenţă pentru recoacere a 160 kW fiecare (unul este rezervă);
— 10 agregate de sudură a 5 kW fiecare, din care 2 rezervă;
— 3 ventilatoare a 15 kW fiecare, din care 1 rezervă;
— 1 pod rulant de 7,5 kW cu timp de funcţionare 25%;
— 1 pod rulant de 5 kW cu timp de funcţionare 30%;
— iluminatul însumînd 6 kW cu lămpi fluorescente.

Întreprinderea va mai avea o stație de compresoare echipată cu două compresoare a 350 kW fiecare, antrenate de motoare sincrone care pot fi supraexercitate realizîndu-se $\cos \varphi = 0,9$ capacitiv.

Se cere să se calculeze puterile de calcul (cerute) și puterile reactive corespunzătoare pentru fiecare dintre cele două hale, stația de compresoare și la nivelul întreprinderii.

REZOLVARE :

A. **Determinarea puterii de calcul (cerute).** Se folosesc două metode și anume :

1) metoda coeficientului de cerere ;
2) metoda formulei binome.

1) Metoda coeficientului de cerere:

Prima hală :

Se folosește pentru un strung de 2,5 kW expresia (1.1.2). Valoarea lui K_c se ia 0,2 din tabelul 1.1.1. :

$$P_{c1} = 0,2 \cdot 2,5 = 0,5 \text{ kW}.$$

Pentru cele 32 strunguri în funcțiune, 2 fiind rezervă, se consideră și coeficientul de simultaneitate (expresia 1.1.3), care se ia $K_s = 0,9$ (valorile limită sînt 0,8—1). Astfel,

— pentru prima grupă de strunguri se obține :

$$P_{cs(1-32)} = 0,9 \cdot 0,5 \cdot 32 = 14,40 \text{ kW} ;$$

— pentru a doua grupă de 22 strunguri (unul este de rezervă) puterea de calcul totală este :

$$P_{cs(1-22)} = 0,9 \cdot 0,2 \cdot 4,5 \cdot 22 = 17,82 \text{ kW} ;$$

— pentru cuptoarele electrice cu rezistență $K_c = 0,8$ și $K_s = 1$; deci puterea de calcul totală este :

$$P_{cs(1-2)} = 0,8 \cdot 360 \cdot 3 \cdot 1 = 864 \text{ kW} ;$$

— pentru cele două ventilatoare (unul este rezervă) $K_c = 0,7$ și $K_s = 1$

$$P_{cv(1-2)} = 0,7 \cdot 10 \cdot 2 \cdot 1 = 14 \text{ kW}.$$

— pentru cele șase agregate de sudură (două sînt rezervă) $K_c = 0,51$; $K_s = 0,8$

$$P_{c\,sud} = 0,51 \cdot 7,5 \cdot 6 \cdot 0,8 = 18,36 \text{ kW} ;$$

— pentru podul rulant de 7,5 kW, $K_c = 0,2$; se ia timpul de conectare într-un ciclu 0,25 ; puterea de calcul este :

$$P_{c\,p1} = 0,25 \cdot 0,2 \cdot 7,5 = 0,38 \text{ kW} ;$$

— pentru podul rulant de 5 kW, $K_c = 0,2$ și timpul de conectare 0,3 ; puterea de calcul este :

$$P_{c\,p2} = 0,3 \cdot 0,2 \cdot 5 = 0,3 \text{ kW} ;$$

— pentru iluminatul primei hale se consideră $K_{ci} = 0,8$ și $K_s = 1$; puterea de calcul este :

$$P_{c\,i1} = 0,8 \cdot 7,5 \cdot 1 = 6 \text{ kW}.$$

Pentru evaluarea puterii de calcul sau maxime simultane corespunzătoare primei hale se face suma tuturor puterilor de calcul stabilite şi se afectează cu un coeficient de simultaneitate $K_s = 0{,}95$ obţinîndu-se: $P_{ch1} = 0{,}95(14{,}40 + 17{,}82 + 864 + 14 + 18{,}36 + 0{,}38 + 0{,}3 + 6) = 888{,}5$ kW.

Se poate stabili coeficientul de cerere pentru prima hală, considerîndu-se puterea instalată a tuturor agregatelor din această hală:

$$P_{Ih_1} = 2{,}5 + 32 + 4{,}5 \cdot 22 + 36p \cdot 3 + 10 \cdot 2 + 7{,}5\ 6 + 7{,}5 \cdot 0{,}25 + 5 \cdot 0{,}3 + 7{,}5 = 1\,334{,}85 \text{ kW}.$$

$$K_{ch_1} = \frac{888{,}50}{1\,334{,}85} = 0{,}66.$$

Valoarea ridicată a coeficientului de cerere se datoreşte celor trei cuptoare cu rezistenţă.

A doua hală

Procedînd ca în cazul primei hale se stabilesc puterile de calcul:

— pentru freze: $K_c = 0{,}2$; $K_s = 0{,}9$

$$P_{cf} = 0{,}2 \cdot 1{,}2 \cdot 11 \cdot 0{,}9 = 2{,}38 \text{ kW};$$

— pentru raboteze: $K_c = 0{,}2$; $K_s = 0{,}9$

$$P_{cr} = 0{,}2 \cdot 1{,}7 \cdot 13 \cdot 0{,}9 = 3{,}98 \text{ kW};$$

— pentru cuptoare $K_c = 0{,}8$; $K_s = 1$

$$P_{cc} = 0{,}8 \cdot 160 \cdot 3 \cdot 1 = 384 \text{ kW};$$

— pentru agregatele de sudură: $K_c = 0{,}51$; $K_s = 0{,}8$

$$P_{cs} = 0{,}51 \cdot 5 \cdot 8 \cdot 0{,}2 = 16{,}32 \text{ kW};$$

— pentru ventilatoare: $K_c = 0{,}7$; $K_s = 1$

$$P_{cv} = 0{,}7 \cdot 15 \cdot 2 \cdot 1 = 21 \text{ kW};$$

— pentru podul rulant de 7,5 kW cu timp de conectare 25%: $K_c = 0{,}2$

$$P_{c\,p1} = 0{,}2 \cdot 7{,}5 \cdot 0{,}25 = 0{,}38 \text{ kW};$$

— pentru podul rulant de 5 kW cu timp de conectare 30%: $K_c = 0{,}2$

$$P_{c\,p2} = 0{,}2 \cdot 5 \cdot 0{,}3 = 0{,}3 \text{ kW};$$

— pentru iluminatul halei a doua $K_c = 0{,}8$; $K_s = 1$

$$P_{ci} = 0{,}8 \cdot 6 \cdot 1 = 4{,}8 \text{ kW}.$$

Pentru calculul puterii cerute la nivelul halei a doua se consideră de asemenea un coeficient de simultaneitate $K_s = 0{,}95$

$$P_{ch_2} = 0{,}95(2{,}38 + 3{,}98 + 384 + 16{,}32 + 21 + 0{,}38 + 0{,}3 + 4{,}8) = 411{,}5 \text{ kW}.$$

Coeficientul de cerere pentru cea de-a doua hală:

$$\Sigma P_{ih_2} = 1{,}2 \cdot 11 + 1{,}7 \cdot 13 + 160 \cdot 3 + 5 \cdot 8 + 15 \cdot 2 + 7{,}5 \cdot 0{,}25 + 5 \cdot 0{,}3 + 4{,}8 = 593{,}47$$

$$K_{ch_2} = \frac{411{,}5}{593{,}47} = 0{,}69,$$

de asemenea o valoare ridicată.

Secţia de compresoare

Se consideră $K_c = 0{,}75$ şi $K_s = 0{,}95$

$$P_{c\,compr} = 0{,}75 \cdot 350 \cdot 2 \cdot 0{,}95 = 498{,}75 \text{ kW}.$$

Calculul puterii maxime la nivelul întreprinderii :

Pentru aceasta se aplică un coeficient de simultaneitate $K_s = 0{,}95$ la cele trei puteri stabilite mai sus :

$$P_{c\ intrepr} = 0{,}95(888{,}5 + 411{,}5 + 498{,}75) = 1\,708{,}8\ \text{kW}.$$

Coeficientul de cerere la nivelul întreprinderii :

$$K_{cI} = \frac{1\,708{,}8}{1\,334{,}85 + 593{,}48 + 700} = 0{,}65.$$

Se menţionează de asemenea că valoarea ridicată a coeficientului de cerere la nivelul întreprinderii se datoreşte cuptoarelor electrice şi compresoarelor care îmbunătăţesc acest indicator.

2) Metoda formulei binome

Pentru fiecare hală se aplică relaţiile (1.1.13) şi pentru calculul puterii cerute la nivelul halei se foloseşte expresia (1.1.14).

Prima hală

— pentru prima grupă de strunguri : $x = 5$; $a = 0{,}5$; $b = 0{,}14$ (v. tabel 1.1.2)

$$P_{cs(1-32)} = 0{,}5 \cdot 5 \cdot 2{,}5 + 0{,}14 \cdot 32 \cdot 2{,}5 = 6{,}25 + 11{,}20 = 17{,}45\ \text{kW};$$

— pentru a doua grupă de strunguri :

$$P_{cs(1-22)} = 0{,}5 \cdot 5 \cdot 4{,}5 + 0{,}14 \cdot 22 \cdot 4{,}5 = 11{,}25 + 13{,}86 = 25{,}1\ \text{kW};$$

— pentru cuptoarele electrice cu rezistenţă (cu funcţionare intermitentă) : $x = 1$; $a = 0{,}5$; $b = 0{,}5$

$$P_{cc} = 0{,}5 \cdot 360 + 0{,}5 \cdot 3 \cdot 360 = 180 + 540 = 720\ \text{kW};$$

— pentru ventilatoare : $x = 5$; $a = 0{,}25$; $b = 0{,}65$ (întrucît sînt două ventilatoare se ia $x = 2$)

$$P_{cv} = 2 \cdot 0{,}25 \cdot 10 + 2 \cdot 0{,}65 \cdot 10 = 5 + 13 = 18\ \text{kW};$$

— pentru agregatele de sudură : $x = 0$; $a = 0$; $b = 0{,}35$

$$P_{c\ sud} = 0{,}35 \cdot 6 \cdot 7{,}5 = 15{,}75\ \text{kW};$$

— pentru podurile rulante : $x = 3$; $a = 0{,}2$; $b = 0{,}06$

$$P_{c\ p} = 0{,}2(7{,}5 + 5) + 0{,}06(7{,}5 + 5) = 2{,}50 + 0{,}75 = 3{,}25\ \text{kW};$$

— pentru iluminat se consideră aceeaşi putere ca în cazul coeficientului de cerere :

$$P_{ci} = 6\ \text{kW}.$$

— La nivelul primei hale rezultă :

$$P_{ch_1} = 180 + (11{,}20 + 13{,}86 + 540 + 13 + 15{,}75 + 0{,}75 + 6) = 780{,}67\ \text{kW}.$$

Comparîndu-se acest rezultat cu cel obţinut prin folosirea metodei coeficientului de cerere rezultă că puterea cerută de consumatorii din prima hală determinată cu formula binomă este cu 14% mai mare decît cea determinată prin metoda coeficientului de cerere.

Coeficientul de cerere pentru prima hală este :

$$K_{ch_1} = \frac{780{,}56}{1\,334{,}85} = 0{,}58,$$

ceea ce reprezintă o valoare mare.

A doua hală

— pentru freze : $x = 5$; $a = 0,5$; $b = 0,14$ (v. tabel 1.1.2)

$$P_{cf(1-11)} = 0,5 \cdot 5 \cdot 1,2 + 0,14 \cdot 11 \cdot 1,2 = 3 + 1,85 = 4,85 \text{ kW} ;$$

— pentru raboteze : (aceiaşi coeficienţi)

$$P_{cr(1-13)} = 0,5 \cdot 5 \cdot 1,7 + 0,14 \cdot 13 \cdot 1,7 = 4,25 + 3,09 = 7,34 \text{ kW} ;$$

— pentru cuptoarele cu rezistenţă (cu funcţionare intermitentă) :

$$x = 1 ; \ a = 0,5 ; \ b = 0,5$$

$$P_{cc(1-3)} = 0,5 \cdot 160 + 0,5 \cdot 3 \cdot 160 = 80 + 240 = 320 \text{ kW} ;$$

— pentru agregatele de sudură : $x = 0$; $a = 0$; $b = 0,7$

$$P_{c\,sud(1-8)} = 0,7 \cdot 8 \cdot 5 = 28 \text{ kW} ;$$

— pentru ventilatoare : $x = 5$; $a = 0,25$; $b = 0,65$

$$P_{cv(1-2)} = 0,25 \cdot 2 \cdot 15 + 0,65 \cdot 2 \cdot 15 = 7,5 + 19,5 = 27 \text{ kW} ;$$

— pentru podurile rulante : $x = 3$; $a = 0,2$; $b = 0,06$

$$P_{cp} = 0,2(7,5 + 5) + 0,06(7,5 + 5) = 2,50 + 0,75 = 3,25 \text{ kW} ;$$

— pentru iluminat se consideră aceeaşi putere de calcul ca în cazul coeficientului de cerere

$$P_{c\,il} = 4,8 \text{ kW}.$$

La nivelul halei a doua rezultă :

$$P_{ch_2} = 80 + (1,85 + 3,09 + 240 + 28 + 19,5 + 0,75 + 4,8) = 378 \text{ kW}$$

Comparîndu-se acest rezultat cu cel obţinut prin folosirea metodei coeficientului de cerere, rezultă că puterea cerută de consumatorii din cea de-a doua hală, determinată cu formula binomă, este cu 18% mai mare decît cea determinată prin metoda coeficientului de cerere.

Coeficientul de cerere pentru hala a doua, folosindu-se puterea obţinută cu formula binomă, este :

$$K_{ch_2} = \frac{378}{593,47} = 0,636,$$

ceea ce reprezintă o valoare mare.

Pentru secţia de compresoare :

$x = 2$ (deoarece sînt două şi nu cinci sau mai multe — tabel 1.1.2), $a = 0,25$; $b = 0,65$

$$P_{c\,compr} = 0,25 \cdot 2 \cdot 350 + 0,65 \cdot 2 \cdot 350 = 175 + 455 = 630 \text{ kW}.$$

Calculul puterii maxime la nivelul întreprinderii :

Aplicîndu-se expresia (1.1.14) pentru puterile calculate la nivelul secţiilor se obţine :

$$P_{c\,intrep} = 180 + (600,56 + 298 + 455) = 1\,533,56 \text{ kW}.$$

Comparîndu-se acest rezultat cu cel obţinut prin metoda coeficientului de cerere se constată că diferenţa este de 11,1% între cele două valori ale puterii cerute (de calcul), fiind apropiată de valoarea maximă admisă, de 10%. În consecinţă se poate accepta ca putere de calcul pentru racordul de alimentare a întreprinderii de la sistemul energetic valoarea mai mare (acoperitoare) pentru puterea activă, cea obţinută prin metoda coeficientului de cerere de 1 708,8 kW.

Coeficientul de cerere la nivelul întreprinderii în cazul folosirii formulei binome :

$$K_{cI} = \frac{1\,533,56}{2\,635,85} = 0,58.$$

Ca şi în cazul metodei coeficientului de cerere, valoarea ridicată rezultată este influenţată de prezenţa cuptoarelor cu rezistenţă.

B. **Calculul puterii reactive maxime.** Pentru aceasta se consideră : puterile cerute (de calcul) stabilite prin metoda formulei binome şi valorile factorului de putere din tabelul 1.1.2. Cu ajutorul acestora se calculează puterea reactivă necesară.

Pentru prima hală :	P_c [kW]	cos φ	Q_c [kvar]
— grupa celor 32 de strunguri	17,05	0,5	29,67
— grupa celor 22 de strunguri	25,10	0,5	43,67
— cuptoarele cu rezistenţă	720	0,95	244,80
— ventilatoarele	18	0,8	13,50
— agregatele de sudură	15,75	0,6	20,95
— podurile rulante	3,25	0,5	5,66
— iluminatul fluorescent	6	0,8	4,50
	ΣP_c = 805,15		ΣQ_c = 362,75

Întrucît puterea maximă activă simultană pentru prima hală determinată anterior este 780,56 kW rezultă un coeficient de simultaneitate :

$$K_{sh_1} = \frac{780,56}{805,15} = 0,97.$$

Acest coeficient de simultaneitate se aplică şi puterii reactive, obţinîndu-se valoarea maximă simultană pentru prima hală :

$$Q_{csh_1} = 0,97 \cdot 362,75 = 351,87 \text{ kvar}.$$

Rezultă deci că instalaţiile de alimentare cu energie electrică ale primei hale se dimensionează pentru puterea aparentă :

$$S_{ch_1} = 780,56 + j351,87 \rightarrow 856,2 \text{ kVA}.$$

Factorul de putere natural pentru această hală corespunzător puterii maxime este :

$$\cos \varphi_{h_1} = \frac{780,56}{856,2} = 0,91.$$

Valoarea ridicată a acestuia se datoreşte prezenţei cuptoarelor electrice cu rezistenţă.

Pentru a doua hală

Procedîndu-se similar ca în cazul primei hale se obține :

	P_c [kW]	cos φ	Q_c [kvar]
— frezele	4,80	0,5	8,31
— rabotezele	7,34	0,5	12,70
— cuptoarele de rezistență	320,0	0,95	105,18
— agregatele de sudură	28,0	0,6	37,33
— ventilatoarele	27,0	0,5	20,25
— podurile rulante	3,25	0,5	5,62
— iluminatul fluorescent	4,80	0,8	3,60
	ΣP_c =395,19		ΣQ_c =193

Considerîndu-se puterea activă maximă simultană calculată pentru hala a doua egală cu 378 kW, rezultă un coeficient de simultaneitate :

$$K_{sh_2} = \frac{378}{395,19} = 0,96,$$

care aplicat și pentru puterea reactivă determină valoarea maximă simultană:

$$Q_{csh_2} = 193 \cdot 0,96 = 185,28 \text{ kvar}.$$

Puterea aparentă maximă simultană pentru hala a doua este :

$$S_{ch_2} = 378 + \mathrm{j}185,28 \rightarrow 420,77 \text{ kVA},$$

pentru care se dimensionează instalațiile de alimentare a acestei hale.

Factorul de putere corespunzător este :

$$\cos \varphi h_2 = \frac{378}{420,97} = 0,90.$$

Și în cazul acestei hale cuptoarele electrice cu rezistență contribuie la obținerea unui factor de putere bun dar care este mai mic decît valoarea centrală, care la barele de 0,4 kV este 0,95.

Pentru stația de compresoare

Cele două motoare sincrone a 350 kW fiecare pot să fie supraexcitate pentru a debita putere reactivă pînă la un factor de putere capacitiv egal cu 0,9.

Rezultă deci că se poate obține o putere reactivă egală cu : $P \cdot \mathrm{tg}\, \varphi$ adică :

$$Q_{compr} = 2 \cdot 350 \cdot 0,48 = 336 \text{ kvar}$$

și care este disponibilă pentru compensarea factorului de putere al întreprinderii dacă va fi necesar.

Calculul puterii reactive maxime la nivelul întreprinderii

Puterea activă maximă simultană calculată este 1 533,56 kW.

Considerîndu-se că motoarele sincrone ale compresoarelor funcționează cu cos φ = 1, puterea reactivă necesară este cea solicitată de cele două hale. Suma celor două valori maxime este :

$$Q_{c(h1+h2)} = 351,87 + 185,28 = 537,15 \text{ kvar}.$$

Pentru a putea stabili un coeficient de simultaneitate între cele două hale se calculează puterea activă maximă simultană a acestora :

$$P_{c(h1+h2)} = 180 + (600,56 + 298) = 1\,078,56 \text{ kW}.$$

Suma puterilor maxime a celor două hale este :

$$\Sigma P_{ch} = 805{,}15 + 395{,}19 = 1\,200{,}34 \text{ kW}.$$

Coeficientul de simultaneitate menţionat este :

$$K_{s(h1+h2)} = \frac{1\,078{,}56}{1\,200{,}34} = 0{,}9.$$

Considerîndu-se această valoare şi pentru puterile reactive se calculează valoarea maximă simultană pentru cele două hale :

$$Q_{cs(h1+h2)} = 537{,}15 \cdot 0{,}9 = 483{,}44 \text{ kvar}.$$

Puterea aparentă maximă simultană necesară întreprinderii este :

$$S_{cs} = 1\,708{,}8 + j483{,}44 \rightarrow 1\,775{,}87 \text{ kVA}.$$

Factorul de putere la nivelul întreprinderii

$$\cos \varphi_I = \frac{1\,708{,}8}{1\,775{,}87} = 0{,}96$$

arată că şi fără aportul motoarelor sincrone se poate realiza egalitatea factorului de putere natural cu cel neutral (0,96).

Se precizează că puterea calculată la nivelul întreprinderii nu include şi pierderile de putere în instalaţiile de distribuţie, în transformatoare. Întrucît acestea pot conduce la micşorarea factorului de putere se poate apela la rezerva de putere reactivă de 336 kvar a motoarelor sincrone care antrenează compresoarele.

Întrucît în întreprinderea considerată nu există CET locală, racordul la sistemul energetic urmează să fie dimensionat pentru puterea aparentă necesară consumatorilor stabilită, respectiv 1 775,87 kVA.

Aplicaţia 1.2.7. Pentru întreprinderea examinată la aplicaţia 1.2.6, din categoria construcţii de maşini, care necesită o putere aparentă maximă simultană de $1\,533{,}56 + j483{,}44 \rightarrow 1\,607{,}4$ MVA, se cere să se calculeze puterea activă medie anuală şi energia activă şi reactivă necesară într-un an.

În acest scop se dau : $T_{a\ max} = 4\,400$ h/an (v. tabelul 1.1.3), numărul de produse unitare pe zi este de 40, întreprinderea lucrează 300 zile. 24h = = 7 200 h pe an (nu se lucrează duminica).

REZOLVARE :

a) Pentru calculul energiei active necesare într-un an se foloseşte expresia (1.1.17), adică :

$$W_{a\ an} = 1\,533{,}56 \cdot 4\,400 = 6\,747\,664 \text{ kWh}.$$

Cu ajutorul expresiei (1.1.16) se determină consumul specific de energie pentru produsul unitar :

$$W_{a\ sp} = \frac{6\,747\,664}{40 \cdot 300} = 562{,}3 \text{ kWh}.$$

b) Pentru calculul puterii medii se foloseşte expresia (1.1.15), respectiv :

$$P_{med} = \frac{5\,623 \cdot 40 \cdot 300}{24 \cdot 300} = 937{,}16 \text{ kW}.$$

Se precizează că s-a considerat $T = 300$ zile corespunzînd duratei efective de funcţionare a întreprinderii.

Dacă se consideră $T = 8\,760$ h corespunzînd unui an întreg, incluzînd şi zilele cînd întreprinderea nu funcţionează

$$P_{med} = \frac{562,3 \cdot 40 \cdot 300}{8\,760} = 770,2 \text{ kW}.$$

Cu cele două valori ale puterii medii se pot calcula, folosindu-se expresia (1.1.5), două valori pentru coeficientul de utilizare a puterii instalate :

$$K_u = \frac{937,16}{2\,635,85} = 0,35,$$

dacă se consideră durata efectivă de funcţionare şi

$$K_u' = \frac{770,2}{2\,635,85} = 0,29,$$

dacă se consideră perioada unui an întreg, inclusiv zilele nelucrătoare, care după cum se constată înrăutăţesc indicatorul de utilizare a utilajelor instalate.

c) Pentru calculul energiei reactive necesare într-un an, se foloseşte expresia (1.1.18) considerîndu-se $T_{r\ max} = T_{a\ max}$ obţinîndu-se :

$$W_{r\ an} = 483,44 \cdot 4\,400 = 2\,127\,136 \text{ kvarh}.$$

d) Factorul de putere natural mediu anual se calculează folosindu-se expresia (1.10) :

$$\cos \varphi_{med\ an\ nat} = \frac{6,747 \cdot 10^6}{10^6 \sqrt{6,747^2 + 2,127^2}} = 0,95.$$

Rezultă, ca şi în aplicaţia 1.2.6, că valoarea factorului de putere natural mediu anual este practic egală cu cea a factorului de putere neutral şi deci nu sînt necesare măsuri pentru îmbunătăţirea acestuia.

BIBLIOGRAFIE

1. Iordănescu I. şi Iacobescu G. **Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor.** Editura Didactică şi Pedagogică. Bucureşti 1979.
2. Văzdăuţeanu V. **Utilizarea energiei electrice.** Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti 1968.
3. Comşa D. **Utilizări ale energiei electrice,** Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1973.
4. Comşa D. ş.a. **Proiectarea instalaţiilor electrice industriale,** Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1979.
5. * * * **Spravocinic energhetica promăşlenih predpriatii, Vol. I Electrosnabjenie.** Moscova-Leningrad Gosudarstvenoe energheticescoe izdatelstvo, 1961.
6. * * * **Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale,** (traducere din l. rusă), Bucureşti 1965.
7. Fedorov A. A. **Electrosnabjenie promişlenih predpriatii,** Moscova-Leningrad, Gosudarstvenoe energheticescoe izdatelstvo 1955.

2. CALCULUL CĂDERILOR DE TENSIUNE ŞI ALEGEREA SECŢIUNII CONDUCTOARELOR LINIILOR ELECTRICE

2.1. INDICAŢII TEORETICE

2.1.1. CALCULUL PARAMETRILOR LINIILOR ELECTRICE ŞI TRANSFORMATOARELOR

2.1.1.1. LINII ELECTRICE

Parametrii liniilor electrice, pentru cazurile uzuale, sînt : *rezistenţa* (R), *reactanţa* (X), *susceptanţa* (B) şi *conductanţa* (G).

— Relaţia de calcul a *rezistenţei electrice* a unui conductor este :

$$R_L = \rho \frac{l}{s} \quad [\Omega] \tag{2.1.1}$$

unde :

ρ este rezistivitatea electrică a materialului $\left[\frac{\Omega\,\text{mm}^2}{\text{m}}\right]$;

l — lungimea conductorului [m] ;

s — secţiunea conductorului [mm^2].

Pentru conductoarele multifilare standardizate, rezistenţa electrică specifică este indicată în tabele la temperatura de +20°C [1].

Relaţia de calcul, în acest caz, este :

$$R_L = r_0 l \tag{2.1.2}$$

în care :

r_0 este rezistenţa specifică a conductorului $\left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$;

l — lungimea conductorului [km].

Pentru calculul rezistenței electrice la o altă temperatură decît cea standard (+20°C), se calculează valoarea rezistivității electrice a materialului corespunzătoare noii temperaturi :

$$\rho_\theta = \rho_{20^\circ C} [1 + \alpha(\theta - 20^\circ)] \qquad (2.1.3)$$

unde α este coeficientul de temperatură al materialului, care pentru cazurile uzuale are valorile :

$$\alpha_{Cu} = 0{,}00393\ ^\circ C^{-1}; \quad \alpha_{Al} = 0{,}00403\ ^\circ C^{-1}; \quad \alpha_{Fe} = 0{,}062\ ^\circ C^{-1}$$

Este recomandabil ca pentru calculul rezistenței electrice a conductoarelor electrice funie și a cablurilor să se folosească valorile din tabele [1].

— *Reactanța inductivă* a unei linii electrice se determină cu relația :

$$X_L = \omega L = 2\pi f L \quad [\Omega] \qquad (2.1.4)$$

în care :

L este inductivitatea pe fază [H] ;

f — frecvența rețelei [Hz].

În cazul unei linii trifazate cu conductoare din material nemagnetic, relația de calcul a inductivității specifice este :

$$L_0 = \left(4{,}6 \lg \frac{D_{med}}{r} + \frac{\mu}{2}\right) \cdot 10^{-4} = 4{,}6 \lg \frac{D_{med}}{0{,}779\, r} \cdot 10^{-4} \quad \left[\frac{H}{km}\right], \qquad (2.1.5)$$

unde :

D_{med} este distanța medie geometrică între conductoarele celor trei faze :

$$D_{med} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}} \quad [mm] \qquad (2.1.6)$$

r — raza conductoarelor [mm] ;

$\mu = 1$ — permeabilitatea magnetică relativă a materialului conductoarelor.

Pentru liniile electrice aeriene trifazate cu dublu circuit relația (2.1.5) rămîne valabilă cu modificarea distanței medii geometrice dintre conductoare

$$D_{med} = \sqrt[3]{\frac{D_{12} D_{23} D_{31} D_{15} D_{26} D_{34}}{D_{14} D_{25} D_{36}}} \qquad (2.1.7)$$

în care : indicii 1, 2, 3 sînt afectați conductoarelor primului circuit, iar 4, 5, 6 celui de al doilea.

Pentru cabluri, relația de calcul a inductivității specifice este tot (2.1.5), în mod normal putîndu-se lua ca valori :

— pentru cabluri sub 15 kV :

$$L_0 = (2{,}6 \ldots 3{,}2) \cdot 10^{-4} \quad \frac{H}{km}$$

— pentru cabluri peste 35 kV :

$$L_0 = (3{,}2 \ldots 3{,}9) \cdot 10^{-4} \quad \frac{H}{km}.$$

— Relația de calcul a *susceptanței* capacitive a liniei este:

$$B_L = \omega C = 2\pi f C \quad [\mathrm{S}], \tag{2.1.8}$$

în care C este capacitatea de serviciu pe fază a liniei.

Pentru sisteme trifazate simplu sau dublu circuit, capacitatea de serviciu se calculează cu relația:

$$C_0 = \frac{0{,}0242}{\lg \frac{D_{med}}{r}} \quad \left[\frac{\mu\mathrm{F}}{\mathrm{km}}\right], \tag{2.1.9}$$

în care:

D_{med} este distanța medie geometrică dintre conductoare, dată de relația (2.1.6) sau (2.1.7);

r — raza fiecărui conductor.

Pentru cabluri, susceptanța depinde de tipul constructiv al acestora, de tensiunea nominală, de modul de așezare în canalul de cabluri, de secțiunea conductoarelor.

Pentru cazurile uzuale se pot considera următoarele valori:

$C_0 = 0{,}33 \frac{\mu\mathrm{F}}{\mathrm{km}}$ pentru cabluri cu izolație de hîrtie de 10 kV și conductoare de 70 sau 95 mm^2;

$C_0 = 0{,}28 \frac{\mu\mathrm{F}}{\mathrm{km}}$ pentru cabluri cu aceeași izolație de 20—30 kV și conductoare de peste 150 mm^2.

— *Conductanța* liniilor electrice este determinată de starea izolației și de descărcarea corona. În cazurile uzuale, scurgerile de curent datorite deteriorării izolației sînt neglijabile.

Valoarea conductanței este dată de relația:

$$G_L = \frac{\Delta P_c}{U^2} \quad \left[\frac{\mathrm{S}}{\mathrm{km}}\right] \tag{2.1.10}$$

în care ΔP_c sînt pierderile datorită descărcării corona.

Pentru tensiuni pînă la 220 kV pierderile se calculează cu relația lui Peek:

$$\Delta P_c = \frac{241}{\delta}(f + 25)\sqrt{\frac{r}{D_{med}}}(U - U_{cr})^2 \cdot 10^{-5} \quad \left[\frac{\mathrm{kW}}{\mathrm{km \cdot fază}}\right] \tag{2.1.11}$$

unde:

$\delta = \frac{3{,}92 \cdot b}{273 + t}$ este densitatea relativă a aerului, în care

b este presiunea atmosferică [cmHg];

t — temperatura [°C];

U, U_{cr} — tensiunile de lucru și de apariție a descărcării corona [kV].

Tensiunea de apariție a descărcării corona se calculează cu relația:

$$U_{cr} = \sqrt{3}\, E_{cr} m_1 m_2 r \delta \ln \frac{D_{med}}{r} = 84 m_1 m_2 r \lg \frac{D_{med}}{r} \quad [\mathrm{kV}] \tag{2.1.12}$$

în care :

m_1 este un coeficient subunitar care ține seamă de starea suprafeței conductoarelor (0,93 — 0,95 pentru conductoare monofilare și 0,8—0,87 pentru conductoarele multifilare) ;

m_2 — un coeficient subunitar care ține seamă de starea atmosferei (1 pentru timp frumos și 0,8 pentru ploaie, ceață, chiciură) ;

$E_{cr} = 21{,}1 \ \frac{\text{kV}}{\text{cm}}$ este gradientul de potențial critic de apariție a descărcării corona.

Conductanța laterală în liniile electrice subterane este legată de pierderile de putere cauzate de fenomenele de ionizare care se produc în dielectricul cablurilor. Ele sînt caracterizate prin tangenta unghiului de pierderi (tg δ), exprimată prin raportul dintre componenta activă și cea reactivă a curentului total de pierderi laterale și ale cărei valori, pentru cabluri de înaltă tensiune, sînt cuprinse în general în limitele $2\cdot10^{-3}$ — $8\cdot10^{-3}$.

Deoarece pierderile de putere în conductanța laterală sînt proporționale cu pătratul tensiunii de alimentare, se poate aprecia că pentru cabluri construite cu izolație de hîrtie impregnată, cu tensiuni $U_n \leqslant 35$ kV, acestea sînt foarte mici și nu se iau în considerare în calculul liniilor. În cazul unor cabluri de 110kV sau mai mult, valoarea acestor pierderi crește. Ele se calculează cu diferte relații, cu caracter empiric. O primă relație care se indică pentru cabluri monofazate este de forma :

$$P_0 = 1{,}06 \frac{fU^2 n^2 \varepsilon_r \cos\theta}{G} 10^{-4} \quad \left[\frac{\text{W}}{\text{km}}\right], \tag{2.1.13}$$

în care :

f este frecvența industrială a curentului, [Hz] ;

U — valoarea efectivă a tensiunii pe linie [kV] ;

n — numărul de conductoare ale cablului ($n = 1$ pentru cabluri monofazate sau pentru cabluri trifazate ecranate) ;

ε_r — permitivitatea relativă a dielectricului ;

$\cos\theta$ — factorul de putere al izolației, care, pentru unghiuri de pierderi întîlnite uzual în practică, este egal cu tangenta acestui unghi ;

$G = \frac{16{,}9 n \varepsilon_r}{C_0} 10^{-3}$ — factor geometric exprimat în funcție de capacitatea de serviciu a cablului, $\left[\frac{\mu\text{F}}{\text{km}}\right]$.

Cu ajutorul parametrilor calculați se întocmesc schemele echivalente în T și în π ale liniilor electrice (fig. 2.1.1).

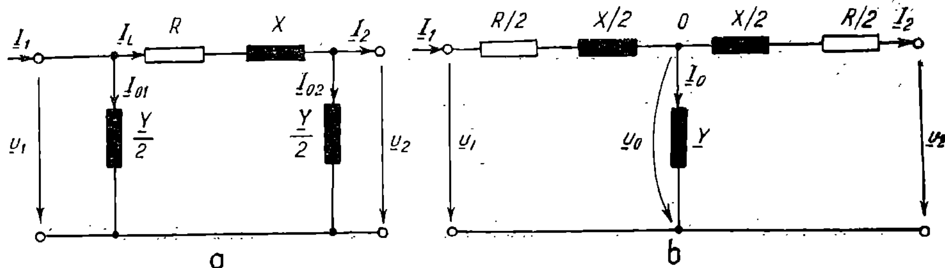


Fig. 2.1.1. Schemele electrice echivalente ale liniilor electrice de înaltă tensiune : *a* — schema în π ; *b* — schema în T.

a) *Calculul parametrilor transformatoarelor și autotransformatoarelor cu două înfășurări*

— *rezistența echivalentă* se calculează cu relația :

$$R_T = \Delta P_{sc} \frac{U_n^2}{S_n^2} \cdot 10^3 \quad [\Omega], \tag{2.1.14}$$

în care :

S_n este puterea nominală a transformatorului [kVA] ;
U_n — tensiunea nominală a transformatorului [kV] ;
ΔP_{sc} — pierderile de scurtcircuit ale transformatorului [kW].

— *reactanța inductivă echivalentă :*

$$X_T = \frac{u_{sc}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} \cdot 10^3 \quad [\Omega], \tag{2.1.15}$$

unde u_{sc} (%) este tensiunea de scurtcircuit a transformatorului.

— *conductanța echivalentă* :

$$G_T = \frac{\Delta P_0}{U_n^2} \cdot 10^{-3} \quad [S], \tag{2.1.16}$$

unde ΔP_0 sînt pierderile la mersul în gol al transformatorului [kW].

— *susceptanța echivalentă :*

$$B_T = \frac{i_0}{100} \frac{S_n}{U_n^2} \cdot 10^{-3} \quad [S], \tag{2.1.17}$$

unde i_0(%) este curentul la mersul în gol al transformatorului.

Cu acești parametri se poate realiza schema echivalentă a transformatorului cu două înfășurări (fig. 2.1.2).

b) *Calculul parametrilor transformatoarelor și autotransformatoarelor cu trei înfășurări*

Parametrii acestor transformatoare (rezistența și reactanța) depind de modul de dimensionare (în raport cu puterea nominală) al tuturor înfășurărilor (tabelul 2.1.1). Conductanța și susceptanța se calculează cu aceleași *relații ca și la transformatoarele cu două înfășurări.*

Cînd se cunosc pierderile la scurtcircuit între perechi de înfășurări (ΔP_{scij}), pierderile la scurtcircuit pe fiecare înfășurare se calculează cu relațiile :

$$\Delta P_{sc\,1} = \frac{\Delta P_{sc\,1,2} + \Delta P_{sc\,1,3} - \Delta P_{sc\,2,3}}{2};$$

$$\Delta P_{sc\,2} = \frac{\Delta P_{sc\,1,2} + \Delta P_{sc\,2,3} - \Delta P_{sc\,1,3}}{2}; \quad (2.1.18)$$

$$\Delta P_{sc\,3} = \frac{\Delta P_{sc\,2,3} + \Delta P_{sc\,1,3} - \Delta P_{sc\,1,2}}{2}.$$

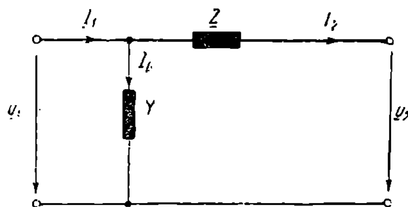


Fig. 2.1.2. Schema electrică echivalentă în Γ a transformatorului cu două înfășurări.

Tabelul 2.1.1

Calculul rezistențelor și reactanțelor transformatoarelor cu trei înfășurări

Tip	Rezistențe				Reactanțe		
	R_T [Ω]	R_1 [Ω]	R_2 [Ω]	R_3 [Ω]	X_1 [Ω]	X_2 [Ω]	X_3 [Ω]
100%/100%/100%	$\Delta P_{sc} \frac{U_n^2}{2S_n^2} 10^3$	R_T	R_T	R_T	$\frac{X_{12}+X_{13}-X_{23}}{2}$	$\frac{X_{21}+X_{23}-X_{13}}{2}$	$\frac{X_{31}+X_{32}-X_{12}}{2}$
100%/67%/100%	$\Delta P_{sc} \frac{U_n^2}{1{,}625\ S_n^2} 10^3$	R_T	1,5 R_T	R_T			
100%/100%/67%	$\Delta P_{sc} \frac{U_n^2}{1{,}625\ S_n^2} 10^3$	R_T	R_T	1,5 R_T			
100%/67%/67%	$\Delta P_{sc} \frac{U_n^2}{1{,}83\ S_n^2} 10^3$	R_T	1,5 R_T	1,5 R_T			

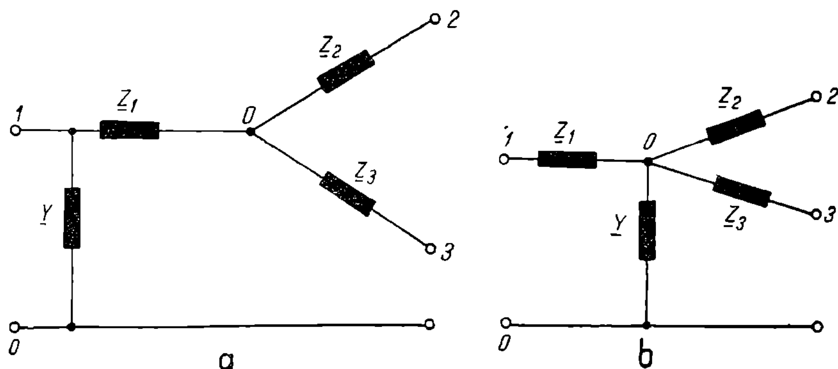


Fig. 2.1.3. Schemele electrice echivalente ale transformatoarelor şi autotransformatoarelor cu trei înfăşurări :
a — în Γ ; *b* — în T.

Reactanţele echivalente ale perechilor de înfăşurări ale transformatoarelor se calculează cu relaţia :

$$X_{ij} = \frac{u_{sc\ ij}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} \cdot 10^3 \quad [\Omega] \tag{2.1.19}$$

iar reactanţele pe fiecare înfăşurare sînt prezentate în tabelul 2.1.1.

Schemele echivalente ale transformatoarelor cu trei înfăşurări sînt prezentate în fig. 2.1.3.

2.1.2. CALCULUL CĂDERILOR ŞI PIERDERILOR DE TENSIUNE

2.1.2.1. REŢELE RADIALE CARE ALIMENTEAZĂ UNUL SAU MAI MULŢI CONSUMATORI

Pentru linia electrică din fig. 2.1.4, *a* care alimentează un singur consumator se definesc următoarele mărimi :

— căderea de tensiune reprezintă diferenţa geometrică dintre tensiunea simplă de la începutul liniei şi cea de la finele acesteia ;

$$\underline{\Delta U} = \underline{U}_1 - \underline{U}_2 = \sqrt{3}\underline{Z} \cdot \underline{I}_2 = \sqrt{3}(R + \mathrm{j}X)(I_a - \mathrm{j}I_r) ; \tag{2.1.20}$$

— componentele longitudinală şi transversală ale căderii de tensiune :

$$\Delta U = \sqrt{3}(RI_2 \cos \varphi_2 + XI_2 \sin \varphi_2) ; \ \delta U = \sqrt{3}(-RI_2 \sin \varphi_2 + XI_2 \cos \varphi_2), \tag{2.1.21}$$

în care φ_2 reprezintă defazajul curentului în raport cu tensiunea de alimentare a consumatorului $\underline{U}_2$, considerată ca origine de fază ;

— pierderea de tensiune reprezintă diferenţa algebrică dintre tensiunea de la intrare şi cea de la ieşirea din linie :

$$DU = U_1 - U_2 ; \tag{2.1.22}$$

— unghiul θ reprezintă defazajul dintre cele două tensiuni, de la intrarea şi de la ieşirea din linie.

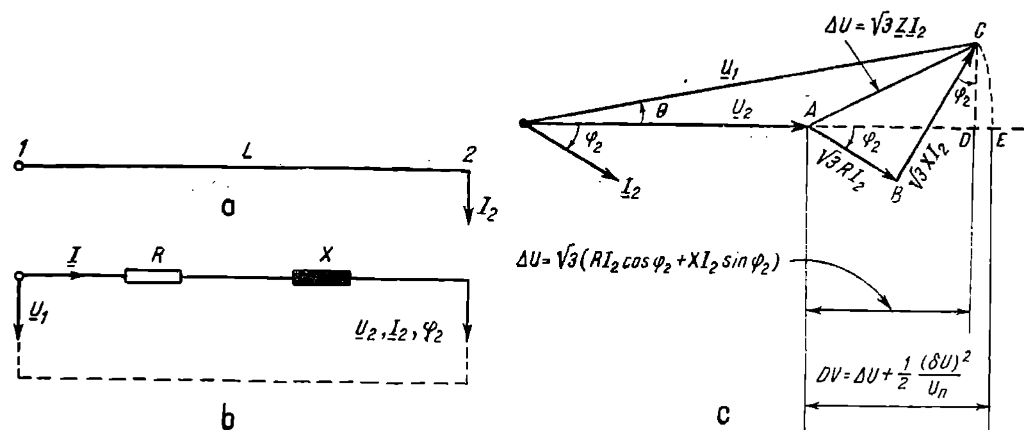


Fig. 2.1.4. Linie radială cu un consumator la capăt :
a — linie electrică ; *b* — schema echivalentă ; *c* — diagrama fazorială.

Dacă consumatorii de energie electrică sînt exprimaţi prin puterile lor P_2 şi Q_2, atunci expresia (2.1.20) devine :

$$\Delta U = \frac{RP_2 + XQ_2}{U_n} + j\frac{XP_2 - RQ_2}{U_n} \tag{2.1.23}$$

în care : I_a şi I_r din relaţia (2.1.20) au fost înlocuite funcţie de puterea activă şi reactivă.

Dacă linia electrică alimentează mai mulţi consumatori, expresiile componentelor căderii de tensiune sînt prezentate în tabelul 2.1.2, unde s-a notat :

R_k şi X_k — rezistenţele şi reactanţele măsurate de la capătul de alimentaţie al liniei, considerat ca punct de origine, pînă la nodurile în care se conectează sarcinile ;

r_k şi x_k — rezistenţele şi reactanţele fiecărui tronson de linie ;

$\underline{I}_k = I_k \underline{|\varphi_k}$ şi $\underline{I}'_k = I'_k \underline{|\psi_k}$ — curenţii de sarcină şi de linie împreună cu argumentele lor ;

p_k, q_k şi P_k, Q_k — puterile de sarcină şi de linie.

În cazul liniilor electrice omogene, care sînt construite cu conductoare din acelaşi material, cu aceeaşi secţiune, cu simetrie între faze şi între faze şi pămînt, componentele căderii de tensiune se pot calcula cu relaţiile din tabelul 2.1.2, în care :

r_0 şi x_0 reprezintă rezistenţa şi reactanţa specifice ale liniei ;

l_k şi L_k — lungimile corespunzătoare rezistenţelor şi reactanţelor r_k, x_k şi R_k, X_k.

Pentru liniile electrice cu tensiuni nominale egale sau mai mari decît 110 kV, căderile de tensiune se pot determina cu ajutorul schemelor echiva-

Tabelul 2.1.2

Calculul componentelor căderii de tensiune

Tipul liniei	Consumatorii sînt dați prin curenții absorbiți		Consumatorii sînt dați prin puterile absorbite	
	ΔU	δU	ΔU	δU
Neomogenă	$\sqrt{3}\sum_1^n (R_k \cos\varphi_k + X_k \sin\varphi_k) I_k = \sqrt{3}\sum_1^n (r_k \cos\psi_k + x_k \sin\psi_k) I'_k$	$\sqrt{3}\sum_1^n (X_k \cos\varphi_k - R_k \sin\varphi_k) I_k = \sqrt{3}\sum_1^n (x_k \cos\psi_k - r_k \sin\psi_k) I'_k$	$\frac{\sum_1^n (P_k r_k + Q_k x_k)}{U_n} = \frac{\sum_1^n (p_k R_k + q_k X_k)}{U_n}$	$\frac{\sum_1^n (P_k x_k - Q_k r_k)}{U_n} = \frac{\sum_1^n (p_k X_k - q_k R_k)}{U_n}$
Omogenă	$\sqrt{3}(r_0 \sum_1^n L_k I_k \cos\varphi_k + x_0 \sum_1^n L_k I_k \sin\varphi_k) = \sqrt{3}(r_0 \sum_1^n l_k I'_k \cos\psi_k + x_0 \sum_1^n l_k I'_k \sin\psi_k)$	$\sqrt{3}(x_0 \sum_1^n L_k I_k \cos\varphi_k - r_0 \sum_1^n L_k I_k \sin\varphi_k) = \sqrt{3}(x_0 \sum_1^n l_k I'_k \cos\psi_k - r_0 \sum_1^n l_k I'_k \sin\psi_k)$	$\frac{r_0 \sum_1^n P_k l_k + x_0 \sum_1^n Q_k l_k}{U_n} = \frac{r_0 \sum_1^n p_k L_k + x_0 \sum_1^n q_k L_k}{U_n}$	$\frac{x_0 \sum_1^n P_k l_k - r_0 \sum_1^n Q_k l_k}{U_n} = \frac{x_0 \sum_1^n p_k L_k - r_0 \sum_1^n q_k L_k}{U_n}$

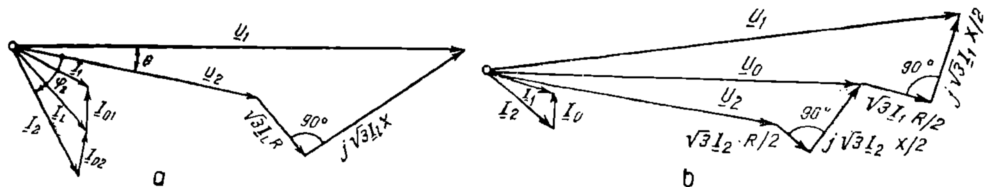


Fig. 2.1.5. Diagrama fazorială a căderilor de tensiune pentru o linie electrică reprezentată printr-un cuadripol :
a — în π ; b — în T.

lente ale cuadripolilor în π sau în T. Cu notațiile date în schema echivalentă din figura 2.1.1, *a*, *b*, se determină următoarea relație pentru căderea de tensiune :

$$\underline{\Delta U} = \sqrt{3}\,\underline{Z}\left(\underline{I}_2 + \frac{\underline{Y}}{2}\underline{U}_2\right). \tag{2.1.25}$$

Diagrama fazorială a tensiunilor și curenților este reprezentată în figura 2.1.5 *a*.

Dacă se utilizează schema echivalentă a cuadripolului în T, expresia căderii de tensiune este :

$$\underline{\Delta U} = \sqrt{3}\,\underline{Z}\left(1 + \frac{\underline{Z}\cdot\underline{Y}}{4}\right)\underline{I}_2 + \underline{U}_2\frac{\underline{Z}\cdot\underline{Y}}{2}, \tag{2.1.26}$$

iar diagrama fazorială a tensiunilor și curenților este dată în figura 2.1.5 *b*.

Pierderile și căderile de tensiune în liniile electrice se pot determina utilizîndu-se și ecuațiile de funcționare ale acestora.

2.1.2.2. REȚELE CU CONFIGURAȚIE ARBORESCENTĂ ALIMENTATE DE LA UN CAPĂT

În rețelele electrice cu configurație arborescentă alimentate de la un capăt, căderile de tensiune se calculează prin sumarea căderilor de tensiune din sectoarele situate pe calea parcursă de curenți, de la sursa de alimentare pînă la ultimii consumatori.

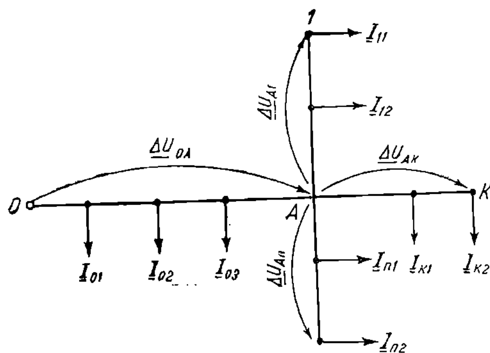


Fig. 2.1.6. Căderile de tensiune pentru o rețea arborescentă alimentată de la un capăt.

Pentru rețeaua dată în figura 2.1.6 se poate scrie :

$$\underline{\Delta U}_{01} = \underline{\Delta U}_{0A} + \underline{\Delta U}_{A1};$$

$$\underline{\Delta U}_{02} = \underline{\Delta U}_{0A} + \underline{\Delta U}_{A2}; \ \ldots;$$

$$\ldots; \underline{\Delta U}_{0n} = \underline{\Delta U}_{0A} + \underline{\Delta U}_{An} \tag{2.1.27}$$

în care :

$$\underline{\Delta U}_{0A},\ \underline{\Delta U}_{A1},\ \underline{\Delta U}_{A2},\ \ldots,\ \underline{\Delta U}_{An}$$

se calculează cu relațiile prezentate anterior.

2.1.2.3. LINII ALIMENTATE LA DOUĂ CAPETE

În acest caz este necesară cunoaşterea circulaţiei curenţilor sau puterilor. Această circulaţie se face considerîndu-se următoarele ipoteze:

— tensiunile punctelor de alimentare sînt cunoscute;

— linia este reprezentată prin impedanţe;

— pierderile de putere pe tronsoane se neglijează.

Dacă se presupun $\underline{U}_A$ şi $\underline{U}_B$ tensiunile la capetele liniei, atunci curenţii debitaţi de fiecare sursă de alimentare sînt daţi de relaţiile:

$$\underline{I}_A = \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\sqrt{3}\,\underline{Z}_{AB}} + \frac{\sum_1^n \underline{I}_k \underline{Z}_{kB}}{\underline{Z}_{AB}}\ ;\ \underline{I}_B = \frac{\underline{U}_B - \underline{U}_A}{\sqrt{3}\,\underline{Z}_{AB}} + \frac{\sum_1^n \underline{I}_k \underline{Z}_{kA}}{\underline{Z}_{AB}} \qquad (2.1.28)$$

în care:

$\underline{I}_k$ reprezintă curenţii de sarcină;

$\underline{Z}_{AB}$ — impedanţa totală a liniei;

$\underline{Z}_{kB}$ — impedanţele considerate de la sursa de alimentare din punctul *B* pînă la diferitele noduri *1, 2, 3, ..., n* în care sînt conectate sarcinile;

$\underline{Z}_{kB}$ — impedanţele considerate de la sursa de alimentare din punctul *A* pînă la diferitele noduri *1, 2, 3, ..., n* în care sînt conectate sarcinile.

Dacă sarcinile sînt exprimate prin puteri*, atunci relaţiile (2.1.28) devin:

$$\underline{S}_A = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B)\underline{U}_n^*}{\underline{Z}_{AB}} + \frac{\sum_1^n \underline{S}_k \underline{Z}_{kB}}{Z}$$

$$\underline{S}_B = \frac{(\underline{U}_B - \underline{U}_A)\underline{U}_n^*}{\underline{Z}_{AB}} + \frac{\sum_1^n \underline{S}_k \underline{Z}_{kA}}{\underline{Z}_{AB}} \qquad (2.1.29)$$

în care:

$\underline{S}_k$ reprezintă puterile de sarcină, iar celelalte mărimi au aceeaşi semnificaţie din cadrul relaţiei (2.1.28);

$\underline{U}_n^*$ — tensiunea nominală conjugată a liniei.

Urmărindu-se circulaţia curenţilor sau puterilor în diferitele tronsoane, se constată că o parte din consumatori sînt alimentaţi de la sursa din capătul *A* al liniei, iar o altă parte de la sursa din capătul *B* al liniei.

Poate exista un consumator alimentat de la ambele surse. În acest nod, denumit *nod de întîlnire a curenţilor sau puterilor*, tensiunea are valoarea cea

* *Observaţie.* În calcule se recomandă mai puţin utilizarea relaţiilor (2.1.29). Se preferă următorul mod de lucru: se calculează curenţii la consumatori, dîndu-se tensiunii o valoare constantă (de exemplu U_A). Se determină circulaţia de curenţi şi se calculează căderile de tensiune, respectiv noile tensiuni în noduri. Cu aceste valori se recalculează curenţii de sarcină etc. Calculul iterativ continuă pînă cînd diferenţa între rezultatele a două iteraţii succesive scade sub o valoare de eroare admisă.

mai mică (cădere de tensiune maximă) și linia se va secționa în două linii radiale, în care căderea de tensiune se calculează cu relațiile stabilite anterior.

Este posibilă obținerea a două noduri de întîlnire, unul pentru puterile active, celălalt pentru puterile reactive. În acest caz se vor calcula căderile de tensiune corespunzătoare ambelor puncte, comparîndu-se rezultatele și marcîndu-se punctul în care tensiunea consumatorului are valoarea cea mai scăzută cu semnul ▼.

Relațiile (2.1.28) și (2.1.29) pot fi particularizate pentru trei situații mai des întîlnite (tabelul 2.1.3). În tabel L_{AB} reprezintă lungimea totală a liniei, iar L_{kA} și L_{kB} — lungimile considerate de la nodurile *1, 2, 3, ..., n*, în care sînt conectate sarcinile, pînă la sursele de alimentare din *A* și *B*.

Tabelul 2.1.3

Calculul curenților și tensiunilor injectate în rețea

Nr. crt.	Particularități ale rețelei alimentate de la două capete	Consumatori dați prin curenți		Consumatori dați prin puteri	
		$\underline{I}_A$	$\underline{I}_B$	$\underline{S}_A$	$\underline{S}_B$
1	Tensiuni egale la cele două capete	$\frac{\sum_1^n \underline{I}_k \underline{Z}_{kB}}{\underline{Z}_{AB}}$	$\frac{\sum_1^n \underline{I}_k \underline{Z}_{kA}}{\underline{Z}_{AB}}$	$\frac{\sum_1^n \underline{S}_k \underline{Z}_{kB}}{\underline{Z}_{AB}}$	$\frac{\sum_1^n \underline{S}_k \underline{Z}_{kA}}{\underline{Z}_{AB}}$
2	Linie omogenă și tensiuni egale la capete	$\frac{\sum_1^n \underline{I}_k L_{kB}}{L_{AB}}$	$\frac{\sum_1^n \underline{I}_k L_{kA}}{L_{AB}}$	$\frac{\sum_1^n \underline{S}_k L_{kB}}{L_{AB}}$	$\frac{\sum_1^n \underline{S}_k L_{kA}}{L_{AB}}$
3	Linie omogenă cu tensiuni egale la capete și sarcini pur active	$\frac{\sum_1^n \underline{I}_k L_{kB}}{L_{AB}}$	$\frac{\sum_1^n \underline{I}_k L_{kA}}{L_{AB}}$	$\frac{\sum_1^n p_k L_{kB}}{L_{AB}}$	$\frac{\sum_1^n p_k L_{kA}}{L_{AB}}$

Dacă rețeaua este neomogenă, adică tronsoanele ei au secțiuni diferite, se alege o secțiune de referință (cea mai des întîlnită), la care se raportează toate celelalte, folosindu-se condiția menținerii valorii constante a rezistenței și modificîndu-se lungimile, cu relația :

$$L_{rap} = L_{real} \frac{s_{rap}}{s_{real}}. \qquad (2.1.30)$$

2.1.2.4. REȚELE BUCLATE

Rezolvarea rețelelor buclate complexe se face în mod obișnuit cu ajutorul metodelor matriciale (v. cap. 4).

Rețelele cu configurație mai simplă se pot rezolva și prin metoda transformărilor succesive (sau a transfigurărilor). În acest caz se face transformarea rețelei buclate pînă cînd se ajunge la cele mai simple scheme, de exemplu, la o linie alimentată la două capete, pentru care determinarea distribuției

curenților sau puterilor nu prezintă dificultăți. Distribuția curenților sau puterilor în schemele intermediare și în schema inițială se face prin transformări inverse.

Transformarea rețelelor buclate se face utilizîndu-se următoarele reguli:

a) *Aruncarea sarcinilor la noduri*

Compunerea laturilor în paralel impune ca sarcinile să fie situate numai la capătul acestora (la noduri).

Pentru linia simplă dată în fig. 2.1.7, curenții sau puterile de la capete se determină cu relațiile:

$$\underline{I}_A = \frac{\sum_1^n \underline{I}_k \underline{Z}_k'}{\underline{Z}}; \quad \underline{I}_B = \frac{\sum_1^n \underline{I}_k \underline{Z}_k}{\underline{Z}};$$

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_1^n \underline{S}_k \underline{Z}_k'}{\underline{Z}}; \quad \underline{S}_B = \frac{\sum_1^n \underline{S}_k \underline{Z}_k}{\underline{Z}} \tag{2.1.31}$$

Uneori este necesară aruncarea unei sarcini existente din nodul unei stele cu trei laturi, la capetele acestora (care au aceeași tensiune $\underline{U}_1 = \underline{U}_2 = \underline{U}_3 = \text{const}$), pentru a putea transforma steaua în triunghi (fig. 2.1.8). În acest caz sarcinile de la capetele *1*, *2*, *3* se calculează cu relațiile:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_0 \frac{\underline{Y}_{10}}{\sum_1^n \underline{Y}_{k0}}; \quad \underline{S}_2 = \underline{S}_0 \frac{\underline{Y}_{20}}{\sum_1^n \underline{Y}_{k0}}; \quad \underline{S}_3 = \underline{S}_0 \frac{\underline{Y}_{30}}{\sum_1^n \underline{Y}_{k0}}. \tag{2.1.32}$$

Relațiile (2.1.32) se pot generaliza pentru cazul unei stele cu n laturi, avînd tensiunile egale la capete.

b) *Transfigurarea stea-triunghi*

Orice rețea în formă de stea cu n brațe se poate transforma într-o rețea poligonală folosindu-se relația generală:

$$\frac{1}{\underline{Z}_{kj}} = \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_k \cdot \underline{Z}_j}, \tag{2.1.33}$$

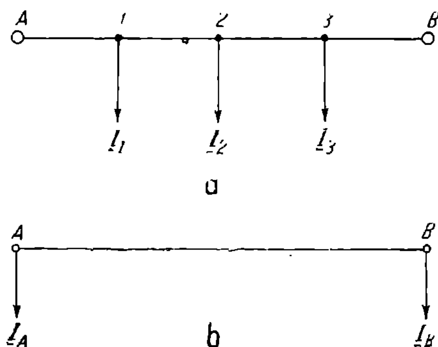


Fig. 2.1.7. Linie electrică:
a — cu sarcini concentrate; *b* — aruntate la capete.

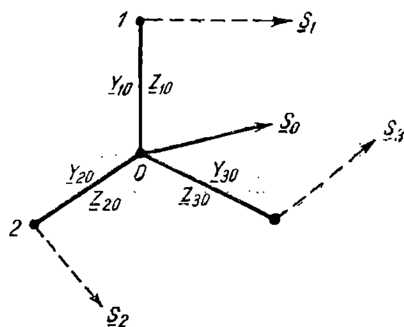


Fig. 2.1.8. Aruncarea unei sarcini din nod la capetele stelei.

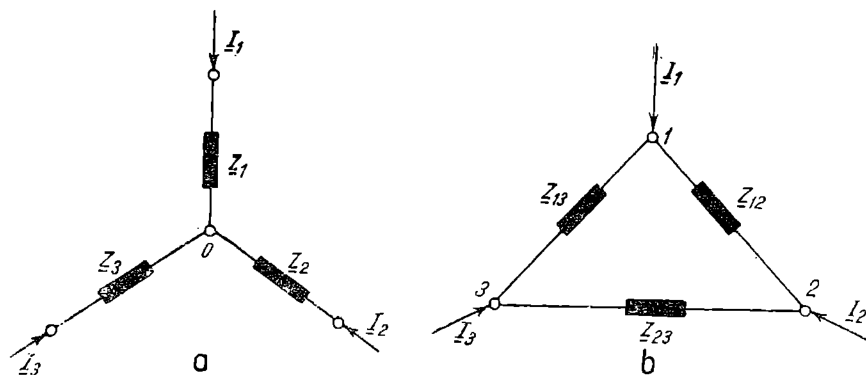


Fig. 2.1.9. Transfigurarea unei rețele „stea" într-o rețea „triunghi".

în care :

$\underline{Z}_{kj}$ este impedanța laturii poligonului care leagă nodurile k și j ;

$\underline{Z}_k$, $\underline{Z}_j$ — impedanța laturilor k și j ale rețelei ;

$\underline{Z}_e$ — impedanța echivalentă rezultată prin punerea în paralel a tuturor brațelor stelei.

Aplicîndu-se această relație, de exemplu, pentru cazul dat în fig. 2.1.9, se obțin relațiile de transfigurare :

$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2}{\underline{Z}_3}$$

$$\underline{Z}_{13} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_3 + \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_2} \qquad (2.1.34)$$

$$\underline{Z}_{23} = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \frac{\underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_1}$$

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_{13}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{13} + \underline{Z}_{23}}$$

$$\underline{Z}_2 = \frac{\underline{Z}_{21} \cdot \underline{Z}_{23}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{13} + \underline{Z}_{23}}$$

$$\underline{Z}_8 = \frac{\underline{Z}_{31} \cdot \underline{Z}_{32}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{13} + \underline{Z}_{23}} \qquad (2.1.35)$$

2.1.3. CALCULUL SECȚIUNII CONDUCTOARELOR LINIILOR ELECTRICE

Secțiunea conductoarelor liniilor electrice se alege ținîndu-se seama de încărcarea acestora în regim normal de funcționare și de următoarele criterii tehnico-economice :

— criteriul încălzirii admisibile ;

— criteriul pierderii de tensiune ;

— criteriul economic.

2.1.3.1. ALEGEREA SECȚIUNII CONDUCTOARELOR PE BAZA ÎNCĂLZIRII ADMISIBILE

Acest criteriu impune ca în regim normal de funcționare să nu se depășească temperatura limită, stabilită de norme, adică intensitatea curentului de exploatare (I_e) să fie totdeauna mai mică sau cel mult egală cu intensitatea curentului maxim admisibil normal (I_{ad}) :

$$I_e \leqslant I_{ad}. \qquad (2.1.36)$$

Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza relației (2.1.36) se face în directă legătură cu alegerea siguranțelor de protecție, a căror funcționare trebuie să îndeplinească următoarele condiții :

$$I_f < I_{ad} ; \qquad (2.1.37)$$

$$I_f > I_e ; \qquad (2.1.38)$$

în care :

I_f este intensitatea curentului fuzibilului ;

I_e — curentul de exploatare ;

Pentru conductoare cu sarcină variabilă, la racordarea cărora apar curenți de pornire cu intensități ce depășesc pe cea a curenților nominali, este necesar ca :

$$I_f \geqslant \frac{I_{max}}{\alpha} \qquad (2.1.39)$$

În această ultimă relație, I_{max} se va determina astfel :

— pentru derivații care alimentează consumatori izolați, prin cea mai mare intensitate a curentului de pornire sau cea mai mare intensitate a curentului de sarcină al consumatorului ;

— pentru derivații care alimentează n consumatori, prin relația :

$$I_{max} = m \sum_{1}^{n-1} I_k + I_{porn} \qquad (2.1.40)$$

în care :

m este coeficientul de simultaneitate în funcționarea consumatorilor ;

$\sum_{1}^{n-1} I_k$ — suma curenților maximi de exploatare ai tuturor consumatorilor, cu excepția motorului cu cel mai mare curent de pornire ;

— coeficient care depinde de caracteristicile motoarelor asincrone conectate în circuitul respectiv, avînd valorile : $\alpha = 2{,}5$, pentru motoare cu condiții normale de pornire și $\alpha = 1{,}6\ldots2$, pentru motoare cu condiții grele de pornire.

Intensitatea curentului de exploatare se calculează cu relația :

$$I_e = k \frac{P_n}{\eta \sqrt{3}\, U_n \cos \varphi} \qquad (2.1.41)$$

în care:

k este coeficientul de încărcare, reprezentat prin raportul dintre puterea necesară mașinii de lucru acționată de motorul electric și puterea nominală a acestuia;

η — randamentul motorului electric, corespunzător încărcării [3];

$\cos\varphi$ — factorul de putere corespunzător încărcării [3].

În cazul conductoarelor liniilor principale sau a racordurilor dintre tablouri, intensitatea curentului total de exploatare (I_{et}) se calculează cu relația:

$$I_{et} = m \sum_{1}^{n} I_{ek} \tag{2.1.42}$$

în care $\sum_{1}^{n} I_{ek}$ reprezintă suma curenților de exploatare ai tuturor motoarelor sau altor consumatori, instalați după siguranța respectivă.

Intensitatea curenților de pornire depinde de tipul motorului electric. Pentru motoarele asincrone cu rotorul în scurtcircuit, $I_p = (5\ldots7)\,I_n$, iar pentru cele cu inele colectoare, pornite prin reostat, $I_p = (2\ldots2{,}5)\,I_n$.

Pentru alegerea secțiunii conductoarelor se stabilește intensitatea curentului admisibil, ținîndu-se seama atît de condiția (2.1.36), cît și de condiția

$$I'_{ad} \geqslant \psi I_f \tag{2.1.43, a}$$

și se va alege secțiunea cea mai mare. Valoarea coeficientului ψ depinde de destinația rețelei și de modul de execuție a acesteia, fiind indicată în [1].

Curenții admisibili aleși sau calculați se corectează funcție de condițiile de temperatură ale mediului și modul de montare al cablurilor, cu relația:

$$I'_{ad} = \alpha_t \cdot \alpha_m \cdot I_{ad}, \tag{2.1.43, b}$$

în care:

α_t reprezintă coeficientul de temperatură care corectează curentul admisibil în cablu în cazul în care temperatura în locul în care aceasta se montează diferă de valoarea standardizată (20°C la pozarea în pămînt și 30°C la pozarea în aer) [1];

α_m — coeficientul de montaj, care corectează valoarea curentului admisibil în condițiile existenței mai multor cabluri în paralel [1].

2.1.3.2. ALEGEREA SECȚIUNII CONDUCTOARELOR PE BAZA PIERDERILOR DE TENSIUNE

Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza pierderilor de tensiune se face respectîndu-se condiția ca pierderea reală de tensiune să fie mai mică sau cel mult egală cu cea admisibilă, adică:

$$\Delta U \leqslant \Delta U_{ad}, \tag{2.1.44}$$

în una dintre următoarele ipoteze de calcul:

— ipoteza secțiunii constante a conductoarelor în toate tronsoanele liniei calculate;

— ipoteza densității de curent constante în toate tronsoanele liniei calculate.

● În prima ipoteză de calcul secțiunea conductoarelor se determină cu relațiile :

$$s = \sqrt{3}\,\rho \sum_{1}^{n} \frac{I'_{ka} \cdot l_k}{\Delta U_{ac}} = \sqrt{3}\,\rho \sum_{1}^{n} \frac{I_{ka} L_k}{U_{ac}}; \tag{2.1.45}$$

$$s = \rho \sum_{1}^{n} \frac{P_k l_k}{U_n \cdot \Delta U_{ac}} = \rho \sum_{1}^{n} \frac{p_k L_k}{U_n \cdot \Delta U_{ac}}. \tag{2.1.46}$$

În aceste ultime relații ΔU_{ac} reprezintă partea activă admisibilă a componentei longitudinale a căderii de tensiune, identificată cu pierderea de tensiune determinată de circulația curenților sau puterilor active în rezistența conductoarelor. Ea se apreciază din relația :

$$\Delta U_{ac} \leqslant U_{ad} - \Delta U_r,$$

în care ΔU_r reprezintă partea reactivă a componentei longitudinale a căderii de tensiune, determinată de circulația puterilor reactive în reactanța conductoarelor. Acestea nu variază practic cu secțiunea conductoarelor, considerîndu-se o anumită reactanță specifică medie, care în cazul rețelelor aeriene de joasă tensiune se consideră ca fiind $X_0 = (0,35\ldots0,38)\,\frac{\Omega}{\text{km}}$.

Pentru rețelele arborescente se raportează derivațiile din fiecare nod la o singură linie echivalentă, a cărei lungime se determină cu ajutorul legii momentelor, din relația :

$$\lambda_e = \frac{\sum_{1}^{n} p_k \cdot L_k}{\sum_{1}^{n} p_k}. \tag{2.1.47}$$

Ca urmare se va obține o rețea electrică fără derivații, a cărei secțiune se calculează cu ajutorul relațiilor (2.1.45) și (2.1.46). Se alege apoi o secțiune standardizată, pentru care se determină ΔU_{ac} pînă în nodul cu derivații. În acest fel se poate afla pierderea de tensiune admisibilă disponibilă pe derivații și secțiunile acestora.

● În a doua ipoteză de calcul secțiunea conductoarelor se determină cu relația :

$$s_k = \sqrt{3}\,\frac{\rho I'_k}{\Delta U_{ac}} \sum_{1}^{n} l_i \cos\varphi_i = \frac{\rho P_k}{\Delta U_{ac} U_n \cos\varphi_k} \sum_{1}^{n} l_i \cos\varphi_i \tag{2.1.48}$$

în care :

l_i este lungimea tronsoanelor ;

$\cos\varphi_i$ — factorul de putere al curenților sau puterilor din tronsoane.

2.1.1.3. ALEGEREA SECȚIUNII PE BAZA CRITERIILOR ECONOMICE

Secțiunea economică a unui conductor este secțiunea pentru care se realizează un regim de funcționare optim economic, corespunzător unor cheltuieli totale minime pentru linia respectivă, într-o perioadă de funcționare dată. Pentru alegerea acesteia, literatura tehnică de specialitate indică o serie de metode, a căror aplicare presupune cunoașterea anumitor date economice privind construcțiile de linii și stații din domeniul energetic.

Metoda densității economice de curent este utilizată, mai ales, pentru linii aeriene cu $U_n \leqslant 220$ kV și linii subterane cu $U_n \leqslant 20$ kV. Ea presupune folosirea unor densități economice de curent, pornind de la necesitatea funcționării liniilor electrice în condiții economice optime, care se stabilesc prin determinarea secțiunii corespunzătoare minimului funcției cheltuielilor totale actualizate. Pentru o perioadă de analiză de 10 ani, secțiunea economică a conductoarelor liniilor electrice cu simplu circuit se determină cu relația :

$$s_{ec} = \frac{\alpha I_{max}}{\delta_{ec}} \qquad (2.1.49)$$

în care :

αI_{max} este sarcina echivalentă de calcul, constantă și fictivă, care are aceleași efecte economice în linie, într-o perioadă determinată, ca și sarcina reală variabilă în timp ;

I_{max} — curentul maxim de durată, prevăzut să apară în linie în perioada de analiză, în regim normal de funcționare ;

$\alpha = \sqrt{\frac{1}{10}\sum_1^{10}\alpha_i^2} = \sqrt{\frac{1}{10}\sum_1^{10}\left(\frac{I_i}{I_{max}}\right)^2}$ — coeficient care ia în considerare dinamica sarcinii în perioada de 10 ani ;

I_i — curentul maxim din anul i.

Pentru o sarcină crescătoare în timp cu o rată constantă, valoarea coeficientului α se ia din [1].

Valorile medii ale densităților economice de curent se normează în funcție de timpul de utilizare a sarcinii maxime T. Cele recomandate în țara noastră pentru linii cu simplu circuit sînt reproduse în [1] ținîndu-se seamă de tipul de linie, de conductoarele folosite și de tensiunea nominală.

Observații

1) Pentru o linie radială cu secțiunea constantă și lungimea totală L, care alimentează n sarcini, valoarea densității economice se calculează pentru sarcina I_1 de la începutul liniei și se majorează cu coeficientul K_d, determinat din relația :

$$K_d = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{\sum_1^n I_k^2 l_k}} \qquad (2.1.50)$$

Dacă linia are secţiuni diferite, atunci se va calcula secţiunea economică pentru fiecare tronson în parte.

2) Cînd sarcina I_{max} se realizează în perioada golului de noapte a curbei de sarcină a sistemului (orele 22—6), densităţile economice normate se vor majora cu 20%.

3) Pentru conductoarele cu secţiunea de 16 mm² sau mai mici, valorile normate ale densităţilor economice se majorează cu 25%.

2.1.4. REGLAJUL TENSIUNII ÎN REŢELELE ELECTRICE

Pentru menţinerea tensiunilor la un nivel cît mai apropiat de cel nominal, se utilizează următoarele procedee de reglare în cadrul reţelelor electrice:

— controlul circulaţiei puterii reactive;

— modificarea reactanţei liniilor prin montarea de condensatoare în serie;

— înserierea unei tensiuni adiţionale.

În continuare se va examina cea de a treia modalitate.

Tensiunile adiţionale injectate pot fi în fază cu tensiunea de reglat sau în cuadratură cu aceasta. În mod obişnuit se utilizează prima variantă, cea de a doua presupunînd existenţa unor transformatoare speciale.

Tensiunile adiţionale longitudinale sînt produse cu ajutorul transformatoarelor cu prize reglabile sub sarcină, sau în gol. Amplitudinea de variaţie a tensiunii corespunzătoare unei prize depinde de puterea şi tipul transformatorului. În general ea corespunde limitelor de 0,75...5% din tensiunea nominală a înfăşurării de înaltă tensiune.

Pentru un transformator cu două înfăşurări şi pentru notaţiile din figura 2.1.10, calculul prizei se face cu relaţia:

$$\frac{(U_2)_{rap}}{U_{d2}} = \frac{U_{n1} \pm n\Delta U_p}{U_{n2}} \tag{2.1.51}$$

în care:

$(U_2)_{rap}$ este tensiunea calculată pe bara (*2*), raportată la tensiunea barei (*1*);

U_{d2} — tensiunea dorită pe bara (*2*) a staţiei;

U_{n1} — tensiunea nominală la bara (*1*) a staţiei (tensiunea superioară);

U_{n2} — tensiunea nominală la bara (2) a staţiei (tensiunea inferioară);

n — numărul necesar de prize;

ΔU_p — tensiunea pe o priză.

De obicei, în cataloage nu se dă direct ΔU_p, ci sub formă raportată (a %) la tensiunea superioară. În acest caz

$$\Delta U_p = \frac{a\%}{100} \cdot U_{n1} \tag{2.1.52}$$

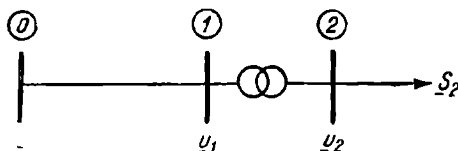


Fig. 2.1.10. Schema simplificată a unei reţele pentru calculul reglajului de tensiune.

În cazul cînd se cere ca rețeaua să funcționeze atît în regim de sarcină maximă, cît și în regim de sarcină minimă, pe aceeași priză n a transformatorului, trebuie îndeplinită condiția:

$$\frac{(U_{2\,max})_{rap}}{(U_{d2})_{max}} = \frac{(U_{2\,min})_{rap}}{(U_{d2})} \tag{2.1.53}$$

în care, cu indicii (max) și (min) s-au notat tensiunile corespunzătoare regimurilor de sarcină maximă și minimă.

Transformatoarele cu trei înfășurări sînt echipate cu dispozitive de reglare pe înfășurările de înaltă și medie tensiune. În acest caz, alegerea prizelor pe cele două înfășurări se face după metoda prezentată anterior, cu observația că trebuie păstrată următoarea succesiune a calculelor: se alege mai întîi priza (n_1) a înfășurării de înaltă tensiune și se fixează. Pentru valoarea fixată a lui (n_1) se calculează și priza (n_2) a înfășurării de medie tensiune.

2.2. APLICAȚII

Aplicația 2.2.1. O linie electrică aeriană simplu circuit de 110 kV este echipată cu conductoare de oțel-aluminiu avînd secțiunea de 185/32 mm². Schema coronamentului este prezentată în figura 2.2.1, *a*. Știindu-se că linia are o lungime de 40 km, să se calculeze parametrii schemei echivalente.

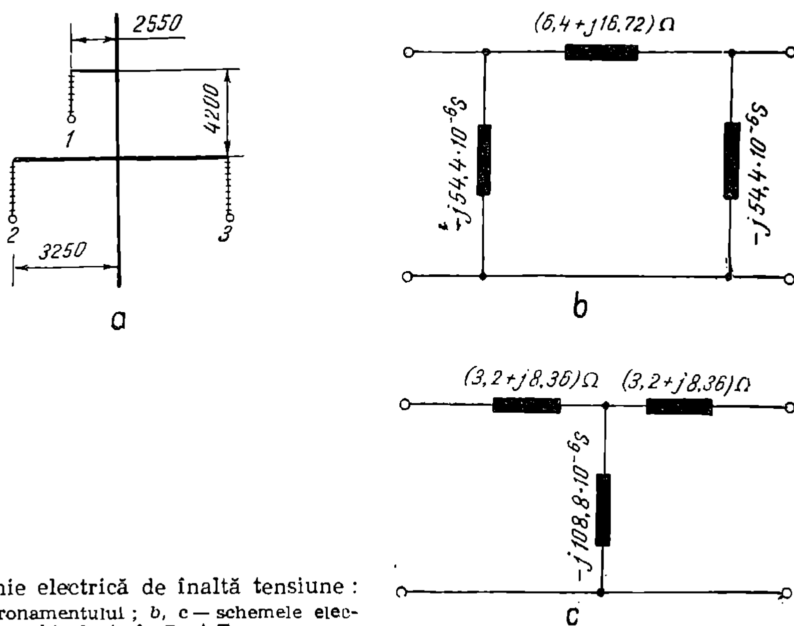


Fig. 2.2.1. Linie electrică de înaltă tensiune: *a* — schema coronamentului; *b*, *c* — schemele electrice echivalente în π și T.

REZOLVARE:

Din [1] rezultă rezistența specifică $r_0 = 0{,}16\ \Omega/\text{km}$ și diametrul conductorului $d = 19{,}2$ mm.

Cu relația (2.1.2) rezultă:

$$R_L = 0{,}16 \cdot 40 = 6{,}4\ \Omega.$$

Se calculează distanța medie geometrică între faze cu relația (2.1.6):

$$D_{med} = \sqrt[3]{4\,258 \cdot 6\,500 \cdot 7\,160} = 5\,831\ \text{mm},$$

unde: $D_{12} = 4\,258$ mm; $D_{23} = 6\,500$ mm și $D_{13} = 7\,160$ mm.

Reactanța specifică a liniei este:

$$X_0 = 4{,}6\left(\lg \frac{5\,831}{0{,}779 \cdot 9{,}6}\right) \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot 10^{-4} = 0{,}418\ \Omega/\text{km}.$$

Rezultă reactanța totală a liniei

$$X_L = 0{,}418 \cdot 40 = 16{,}72\ \Omega.$$

Susceptanța specifică a liniei este

$$B_0 = \frac{0{,}02412}{\lg \frac{5\,831}{9{,}6}} \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot 10^{-6} = 2{,}72 \cdot 10^{-6}\ \text{S/km}.$$

Susceptanța totală a liniei este:

$$B_L = 2{,}72 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 108{,}8 \cdot 10^{-6}\ \text{S}.$$

Se verifică linia la apariția descărcării corona. Se calculează tensiunea critică cu relația (2.1.12):

— pentru timp frumos:

$$U_{cr} = 84 \cdot 0{,}8 \cdot 1 \cdot 0{,}96 \lg \frac{5\,831}{9{,}6} = 179{,}6\ \text{kV} > 110\ \text{kV};$$

— pentru timp umed:

$$U_{cr} = 84 \cdot 0{,}8 \cdot 0{,}8 \cdot 0{,}96 \lg \frac{5\,831}{9{,}6} = 143{,}7\ \text{kV} > 110\ \text{kV}$$

În aceste condiții pierderile de putere datorite descărcării corona sînt neglijabile și $G_L \approx 0$.

Schemele electrice echivalente ale liniei sînt prezentate în figura 2.2.1, *b, c*.

Aplicația 2.2.2. Stația de transformatoare a unei întreprinderi industriale este echipată cu două transformatoare trifazate de 110/6,3 kV și 10 MVA, avînd următoarele date caracteristice:

$\Delta P_{sc} = 69$ kW; $\Delta P_0 = 19$ kW; $u_{sc} = 11\%$ și $i_0 = 1{,}3\%$. Să se calculeze parametrii unui transformator raportați la înfășurarea de înaltă tensiune.

REZOLVARE :

Cu relațiile (2.1.14—2.1.17) se obțin următoarele rezultate :

$$R_T = \frac{69\cdot 110^2}{10\,000^2}\cdot 10^3 = 8{,}35\ \Omega\ ;\ X_T = \frac{11}{100}\cdot\frac{110^2}{10\,000}\cdot 10^3 = 133{,}1\ \Omega;$$

$$G_T = \frac{19}{110^2}\cdot 10^{-3} = 1{,}57\cdot 10^{-6}\ \text{S}\ ;\ B_T = \frac{1{,}3}{100}\cdot\frac{10\,000}{110^2}\cdot 10^{-3} = 10{,}7\cdot 10^{-6}\ \text{S};$$

$$\underline{Z}_T = R_T + \mathrm{j}\,X_T = (8{,}35 + \mathrm{j}\,133{,}1)\ \Omega\ ;\ \underline{Y}_T = G_T + \mathrm{j}\,B_T =$$
$$= (1{,}57 + \mathrm{j}\,10{,}7)10^{-6}\ \text{S}.$$

Schema electrică echivalentă a transformatorului este prezentată în figura 2.2.2.

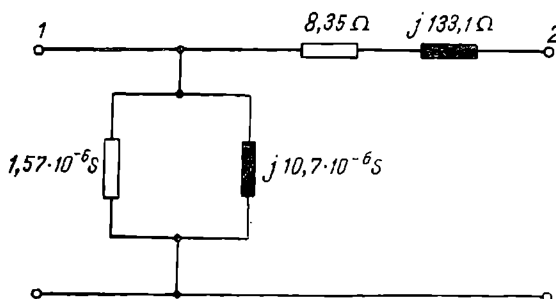


Fig. 2.2.2. Schema electrică echivalentă în Γ a transformatorului.

Aplicația 2.2.3. Postul de transformare care alimentează o secție a unei întreprinderi industriale este dotat cu două transformatoare trifazate de 6/0,4 kV și 1,6 MVA, avînd următoarele date nominale : $\Delta P_{sc} = 18$ kW ; $\Delta P_0 = 2{,}6$ kW ; $u_{sc} = 6\%$ și $i_0 = 1{,}7\%$. Se cer parametrii electrici ai unui transformator, raportați la tensiunea secundară și schema electrică echivalentă a postului.

REZOLVARE :

Se obțin următoarele valori :

$$R_T = \frac{18\cdot 0{,}4^2}{1\,600^2}10^3 = 1{,}125\cdot 10^{-3}\ \Omega\ ;\ X_T = \frac{6}{100}\cdot\frac{0{,}4^2}{1\,600}\cdot 10^3 = 6\cdot 10^{-3}\ \Omega;$$

$$G_T = \frac{2{,}6}{0{,}4^2}\cdot 10^{-3} = 16{,}25\cdot 10^{-3}\ \text{S}\ ;\ B_T = \frac{1{,}7}{100}\cdot\frac{1\,600}{0{,}4^2}\cdot 10^{-3} = 170\cdot 10^{-3}\ \text{S}.$$

Ținîndu-se seamă că cele două transformatoare sînt identice și legate în paralel rezultă :

$$\underline{Z}_{ech} = \frac{1}{2}(R_T + \mathrm{j}X_T) = (0{,}563 + \mathrm{j}\,3)10^{-3}\ \Omega;$$

$$\underline{Y}_{ech} = 2(G_T + \mathrm{j}\,B_T) = (32{,}5 + \mathrm{j}\,340)10^{-3}\ \text{S}.$$

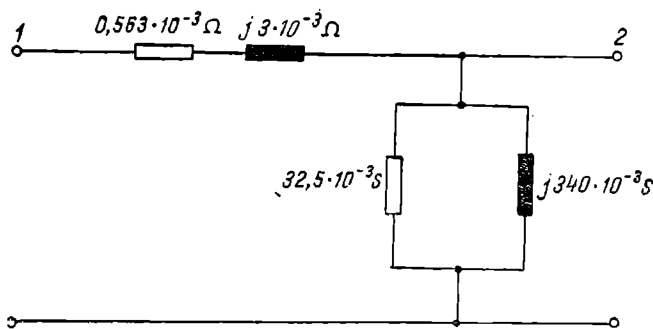


Fig. 2.2.3. Schema electrică echivalentă în Γ a postului de transformare.

Schema electrică echivalentă a celor două transformatoare este reprezentată în figura 2.2.3.

Aplicația 2.2.4. Un autotransformator trifazat cu trei înfășurări de 231/121/10,5 kV și 100/100/100 MVA are următoarele date nominale : $\Delta P_{sc\,12} = 220$ kW ; $\Delta P_{sc13} = 135$ kW ; $\Delta P_{sc23} = 135$ kW ; $\Delta P_0 = 65$ kW ; $u_{sc\,12} = 10\%$; $u_{sc13} = 10\%$; $u_{sc23} = 6\%$ și $i_0 = 0,8\%$. Să se calculeze parametrii săi raportați la înfășurarea de medie tensiune.

REZOLVARE :

Se calculează pierderile la scurtcircuit pe fiecare înfășurare cu relațiile (2.1.18) și rezultă :

$$\Delta P_{sc\,1} = \frac{120 + 135 - 135}{2} = 110 \text{ kW} ; \quad \Delta P_{sc\,2} = \frac{135 + 220 - 135}{2} = 110 \text{ kW} ;$$

$$\Delta P_{sc\,3} = \frac{135 + 135 - 220}{2} = 25 \text{ kW}.$$

Rezistențele echivalente corespunzătoare fiecărei înfășurări se determină cu formulele din tabelul 2.1.1. :

$$R'_1 = R_2 = \frac{110 \cdot 121^2}{(100\,000)^2} = 10^3 = 0,161\ \Omega ; \quad R'_3 = \frac{25 \cdot 121^2}{(100\,000)^2} 10^3 = 0,0366\ \Omega.$$

Se calculează reactanțele echivalente perechilor de înfășurări cu relația (2.1.19) :

$$X_{12} = X_{13} = \frac{10}{100} \cdot \frac{121^2}{100\,000} 10^3 = 14,641\ \Omega ;$$

$$X_{23} = \frac{6}{100} \cdot \frac{121^2}{100\,000} 10^3 = 8,785\ \Omega.$$

Rezultă reactanțele echivalente pe fiecare înfășurare :

$$X'_1 = \frac{14,641 + 14,641 - 8,785}{2} = 10,249\ \Omega ;$$

$$X_2 = X'_3 = \frac{8,785 + 14,641 - 14,641}{2} = 4,375\ \Omega.$$

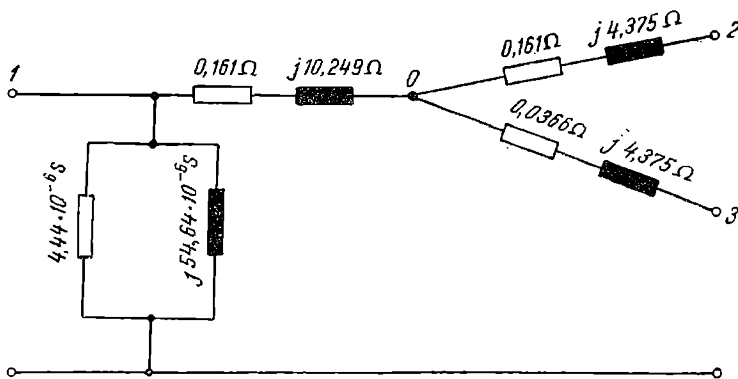


Fig. 2.2.4. Schema electrică echivalentă în Γ a autotransformatorului.

Conductanța și susceptanța echivalente sînt:

$$G_T = \frac{65}{121^2} \cdot 10^{-3} = 4{,}44 \cdot 10^{-6}\ \text{S}; \quad B_T = \frac{0{,}8}{100} \cdot \frac{100\,000}{121^2}\, 10^{-3} = 54{,}64 \cdot 10^{-6}\ \text{S}.$$

Schema electrică echivalentă a autotransformatorului este reprezentată în figura 2.2.4.

Aplicația 2.2.5. Un consumator industrial absoarbe la vîrful de sarcină o putere de 55 MW la un factor de putere $\cos\varphi = 0{,}96$. El este alimentat printr-o linie de 110 kV dublu circuit, cu lungimea de 60 km. Conductoarele active sînt din oțel-aluminiu cu secțiunea 240/40 mm², schema coronamentului fiind prezentată în figura 2.2.5, *a*. Să se aleagă transformatoarele din stația coborîtoare, știind că distribuția se face la tensiunile de 35 kV și 6 kV și să se calculeze parametrii schemei echivalente a instalației de transport.

REZOLVARE:

a) *Linia de transport.* Din [1] rezultă $r_0 = 0{,}124\ \Omega/\text{km}$ și $d = 21{,}7$ mm. Rezistența totală a liniei este:

$$R_L = \frac{1}{2} \cdot 0{,}124 \cdot 60 = 3{,}72\ \Omega.$$

Distanța medie geometrică între faze se calculează cu relația (2.1.7):

$$D_{med} = \sqrt[3]{\frac{4\,300 \cdot 4\,270 \cdot 8\,410 \cdot 7\,500 \cdot 7\,520 \cdot 10\,010}{5\,400 \cdot 7\,000 \cdot 5\,600}} = 7\,450\ \text{mm},$$

unde s-au determinat, din fig. 2.2.5, *a*:

$D_{12} = 4\,300$ mm; $D_{13} = 8\,410$ mm; $D_{14} = 5\,400$ mm; $D_{15} = 7\,500$ mm;

$D_{23} = 4\,270$ mm; $D_{25} = 7\,000$ mm; $D_{26} = 7\,520$ mm; $D_{34} = 10\,010$ mm;

$D_3 = 5\,600$ mm.

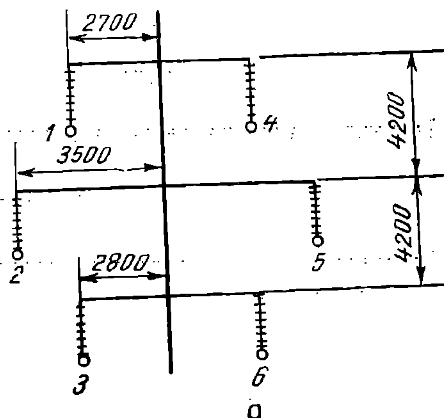
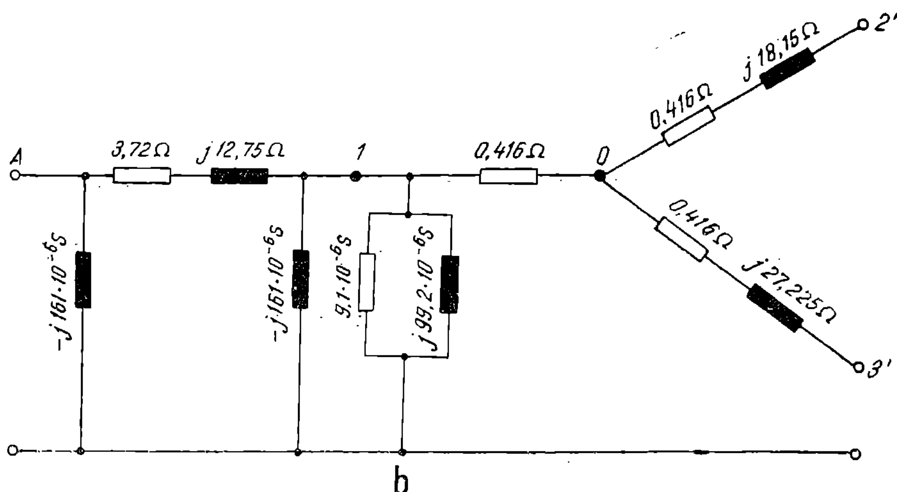


Fig. 2.2.5. Scheme ale unei linii și stații:

a — schema coronamentului liniei de 110 kV; *b* — schema electrică echivalentă a ansamblului linie-stație de transformare.



Reactanța specifică a liniei (pe o fază) este:

$$X_0 = 4{,}6\ \lg\frac{7\,450}{0{,}779 \cdot 10{,}85} \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot 10^{-4} = 0{,}425\ \ \Omega/\mathrm{km}.$$

Reactanța totală a liniei are valoarea:

$$X_L = \frac{1}{2} \cdot 0{,}425 \cdot 60 = 12{,}75\ \ \Omega.$$

Susceptanța specifică a liniei se calculează cu relația

$$B_0 = \frac{0{,}0242}{\lg\dfrac{7\,450}{10{,}85}} \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot 10^{-6} = 2{,}68 \cdot 10^{-6}\ \ \mathrm{S/km},$$

iar susceptanța totală are valoarea:

$$B_L = 2 \cdot 2{,}68 \cdot 10^{-6} \cdot 60 = 322 \cdot 10^{-6}\ \ \mathrm{S}.$$

Aportul capacitiv total al liniei se determină cu relaţia:

$$Q_L = B_L U^2 = 0{,}322 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 = 3{,}9 \text{ Mvar}.$$

Se verifică apariţia descărcării corona în condiţiile cele mai nefavorabile:

$$U_{cr} = 84 \cdot 0{,}8 \cdot 0{,}8 \cdot 1{,}085 \lg\frac{7\,450}{10{,}85} = 165{,}5 \text{ kV} > 110 \text{ kV}.$$

Deoarece pierderile datorate descărcării corona sînt neglijabile, conductanţa liniei este $G_L \approx 0$.

b) *Staţia de transformare.* Se aleg două transformatoare 110/38,5/6,6 kV şi 40/40/40 MVA, ai căror parametri sînt [1]:

$$\Delta P_{sc} = 220 \text{ kW}; \ \Delta P_0 = 55 \text{ kW}; \ u_{sc} = 11\%; \ u_{sc13} = 16{,}5\%; \ u_{sc23} = 30\%; \ i_0 = 1{,}5\%.$$

Rezistenţele echivalente raportate ale fiecărei înfăşurări sînt (tabel. 2.1.1):

$$R_1 = R_2' = R_3' = R_T = 220 \frac{110^2}{20 \cdot 40{,}000^2} 10^3 = 0{,}832 \ \Omega.$$

Reactanţele echivalente ale înfăşurărilor se calculează cu relaţiile:

$$X_{12} = \frac{11}{100} \cdot \frac{110^2}{40\,000} \cdot 10^3 = 33{,}28 \ \Omega; \quad X_{13} = \frac{17}{100} \cdot \frac{110^2}{40\,000} \cdot 10^3 = 51{,}43 \ \Omega;$$

$$X_{23} = \frac{30}{100} \cdot \frac{110^2}{40\,000} \cdot 10^3 = 90{,}75 \ \Omega;$$

$$X_1 = \frac{33{,}28 + 51{,}43 - 90{,}75}{2} \approx 0; \quad X_2' = \frac{33{,}28 + 90{,}75 - 51{,}43}{2} = 36{,}3 \ \Omega;$$

$$X_3' = \frac{51{,}43 + 90{,}75 - 33{,}28}{2} = 54{,}45 \ \Omega.$$

Conductanţa echivalentă are valoarea:

$$G_T = \frac{55}{110^2} \cdot 10^{-3} = 4{,}55 \cdot 10^{-6} \text{ S}.$$

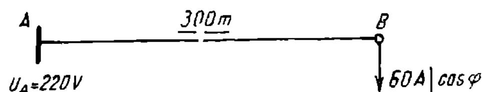
Susceptanţa echivalentă a transformatorului este:

$$B_T = \frac{1{,}5}{100} \cdot \frac{40\,000}{110^2} 10^{-3} = 49{,}6 \cdot 10^{-6} \text{ S}.$$

Cu aceste elemente calculate, schema echivalentă a instalaţiei de transport linie-staţie este reprezentată în fig. 2.2.5, *b*.

Aplicaţia 2.2.6. O linie de curent alternativ monofazat lungă de 300 m alimentează un consumator care absoarbe un curent de 60 A la $U_n = 220$ V (fig. 2.2.6). Să se calculeze tensiunea la începutul liniei în două variante:
a) linie subterană avînd $r_0 = 0{,}35 \ \Omega/\text{km}$ şi $x_0 = 0$;
b) linie aeriană avînd $r_0 = 0{,}35 \ \Omega/\text{km}$ şi $x_0 = 0{,}35 \ \Omega/\text{km}$.

Fig. 2.2.6. Linie electrică care alimentează un consumator.



În ambele situații se vor considera pentru consumator următorii factori de putere: $\cos \varphi_1 = 1$; $\cos \varphi_2 = 0{,}8$ și $\cos \varphi_3 = 0$ (inductivi).

REZOLVARE

a) *Rezistența liniei* are valoarea:

$$R_L = 0{,}35 \cdot 0{,}3 = 0{,}105\ \Omega.$$

Curenții absorbiți de consumator sînt:

— la $\cos \varphi_1 = 1$, $\underline{I}_1 = (60 + \mathrm{j}\,0)$ A;
— la $\cos \varphi_2 = 0{,}8$, $\underline{I}_2 = (48 - \mathrm{j}\,36)$ A;
— la $\cos \varphi_3 = 0$, $\underline{I}_3 = -\mathrm{j}\,60$ A.

Se calculează căderile de tensiune longitudinale cu relația (2.1.21):

$\Delta U_1 = 2 \cdot 0{,}105 \cdot 60 \cdot 1 = 12{,}6$ V; $\Delta U_2 = 2 \cdot 0{,}105 \cdot 60 \cdot 0{,}8 = 10{,}08$ V; $\Delta U_3 = 0$.

Căderile de tensiune transversale sînt:

$$\delta \underline{U}_1 = 0;\ \delta U_2 = -2 \cdot 0{,}105 \cdot 60 \cdot 0{,}6 = -7{,}56\ \text{V};\ \delta U_3 = -2 \cdot 0{,}105 \cdot 60 \cdot 1 = -12{,}6\ \text{V}.$$

Tensiunea la începutul liniei va fi:

$$\underline{U}_{11} = 220 + 12{,}6 = 232{,}6\ \text{V};\ \underline{U}_{12} = 220 + 10{,}08 - \mathrm{j}\,7{,}56 = (230{,}08 - \mathrm{j}\,7{,}56)\ \text{V};\ \underline{U}_{13} = (220 - \mathrm{j}\,12{,}6)\ \text{V}.$$

Pierderile de tensiune și unghiurile de defazaj corespunzătoare celor trei situații sînt prezentate în tabelul 2.2.1.

Se observă că pierderea maximă de tensiune corespunde factorului de putere unitar la consumator, iar unghiul de defazaj are valoarea cea mai mare pentru cazul cînd $\cos \varphi_3 = 0$.

b) *Reactanța liniei* este:

$$X_L = 0{,}35 \cdot 0{,}3 = 0{,}105\ \Omega$$

Se calculează căderile de tensiune longitudinale și transversale și rezultă:

$\Delta U_1 = 25{,}2$ V; $\Delta U_2 = 17{,}6$ V; $\Delta U_3 = 7{,}56$ V;

$\delta U_1 = 0$ V; $\delta U_2 = 2{,}52$ V; $\delta U_3 = -7{,}56$ V.

Tensiunile de alimentare la începutul liniei sînt:

$U_{11} = 245{,}2$ V; $U_{12} = (237{,}52 + \mathrm{j}\,2{,}52)$ V; $U_{13} = (227{,}56 - \mathrm{j}\,7{,}56)$ V.

Tabelul 2.2.1

	$\lvert U_1 \rvert$ [V]	DU [V]	θ [grd]
1.	232,6	12,6	0
2	230,2	10,2	−1,88
3	220,36	0,36	−3,28

Tabelul 2.2.2

	$\lvert U_1 \rvert$ [V]	DU [V]	θ [grd]
1	245,2	25,2	0
2	237,53	17,53	0,6
3	227,68	7,68	−1,9

Rezultatele calculelor sînt prezentate în tabelul 2.2.2.

Şi în acest caz rămîn valabile aceleaşi concluzii de la pct. a.

Aplicaţia 2.2.7. Să se calculeze secţiunea conductoarelor unei linii aeriene monofazate cu conductoare din aluminiu care alimentează un consumator dat (fig. 2.2.7). Tensiunea de alimentare este de 220 V, iar căderea admisibilă de tensiune se va considera $\Delta U_{ad} = 3\%$. Pentru secţiunea aleasă să se determine cu cîţi metri se poate prelungi linia dacă căderea admisibilă de tensiune devine $\Delta U'_{ad} = 5\%$. Lungimea liniei este dată în metri, iar reactanţa specifică se va considera $x_0 = 0,35\ \Omega/\mathrm{km}$.

REZOLVARE :

Căderea de tensiune admisibilă pe linie

$$\Delta U_{ad} = \frac{3}{100} \cdot U_n = \frac{3}{100} \cdot 220 = 6,6\ \mathrm{V},$$

iar componentele sale sînt :

$$\Delta U_r = 2 \cdot x_0 \cdot l_{12} \cdot \frac{q_2}{U_2} = 2 \cdot 0,35 \cdot 0,15 \cdot \frac{10,25}{0,22} = 3,58\ \mathrm{V},$$

$$\Delta U_{ac} = \Delta U_{ad} - \Delta U_r = 6,6 - 3,58 = 3,02\ \mathrm{V},$$

unde : $q_2 = p_2 \operatorname{tg} \varphi_2 = 15 \cdot 0,75 = 10,25$ kvar.

Cu relaţia (2.1.46) se calculează secţiunea necesară

$$s = \frac{2 \cdot 150 \cdot 10 \cdot 10^3}{33 \cdot 3,02 \cdot 220} = 136,8\ \mathrm{mm}^2,$$

unde s-a considerat $\rho_{Al} = \frac{1}{33} \frac{\Omega \mathrm{mm}^2}{\mathrm{m}}$.

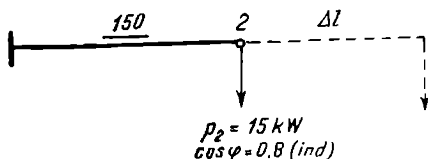


Fig. 2.2.7. Linie electrică care alimentează un consumator dat.

Se standardizează secțiunea obținută [1] și rezultă $s_{ales} = 150$ mm², avînd $r_0 = 0{,}204$ Ω/km.

Căderea de tensiune pentru linia astfel dimensionată se calculează cu relațiile din tabelul 2.1.2:

$$\Delta U' = \frac{(15 \cdot 0{,}204 + 10{,}25 \cdot 0{,}35)0{,}15 \cdot 10^3}{220} = 6{,}33 \text{ V} < \Delta U_{ad}.$$

În cazul în care $\Delta U_{ad} = 5\%$, adică

$$\Delta U_{ad} = \frac{5}{100} \cdot 220 = 11 \text{ V},$$

se calculează căderea de tensiune suplimentară datorată prelungirii liniei:

$$\Delta U(\Delta l) = \Delta U_{ad} - \Delta U' = 11 - 6{,}33 = 4{,}67 \text{ V}.$$

Pe de altă parte:

$$\Delta U(\Delta l) = \frac{2(15 \cdot 0{,}204 + 10{,}25 \cdot 0{,}35)10^3}{220} \Delta l,$$

de unde rezultă $\Delta l = 110{,}5$ m.

Aplicația 2.2.8. O linie aeriană de curent alternativ trifazat cu conductoare din aluminiu $\left(\rho_{Al} = \frac{1}{33} \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}\right)$, avînd tensiunea nominală $U_n = 380$ V alimentează o serie de consumatori concentrați și uniform distribuiți (fig. 2.2.8, *a*). Sarcinile sînt date în kW sau kW/m, iar lungimile tronsoanelor, în metri.

Se cere se se calculeze:

a) secțiunea rețelei, în ipoteza s = const, știindu-se că

$$\Delta U_{ad} = 5\%;$$

b) factorul de putere pe care ar trebui să-l aibă consumatorii uniform distribuiți pentru ca $\Delta U = 0$.

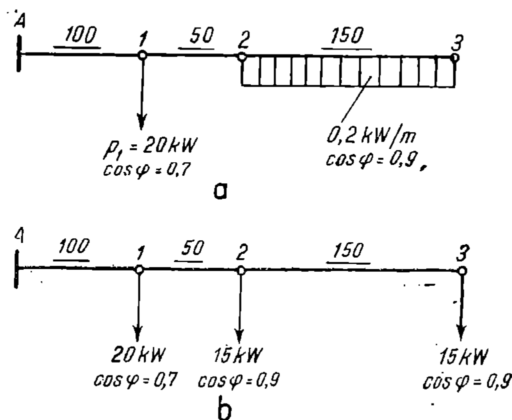


Fig. 2.2.8. Linie radială cu consumatori concentrați și uniform distribuiți:
a — schema de principiu; *b* — schema de calcul.

REZOLVARE:

a) Se înlocuiesc consumatorii uniform distribuiţi cu doi consumatori concentraţi, egali, plasaţi la capetele tronsonului (2.3):

$$p_{23} = 0{,}2 \cdot 150 = 30 \text{ kW}; \; p_2 = p_3 = \frac{p_{23}}{2} = 15 \text{ kW}.$$

Pentru reţeaua astfel obţinută (fig. 2.2.8, *b*) se calculează:

$$\Delta U_{ad} = \frac{5}{100} \cdot 380 = 19 \text{ V}; \; \Delta U_r = \frac{x_0}{U_n} \sum_k L_k q_k =$$

$$= \frac{0{,}35}{380} (0{,}1 \cdot 20{,}4 + 10{,}15 \cdot 7{,}26 + 0{,}3 \cdot 7{,}26) 10^3 = 4{,}89 \text{ V},$$

unde s-au determinat puterile reactive: $q_1 = p_1 \operatorname{tg} \varphi_1 = 20{,}4$ kvar; $q_2 = q_3 = 7{,}26$ kvar şi s-a considerat $x_0 = 0{,}35$ Ω/km.

Partea activă admisibilă a componentei longitudinale a căderii de tensiune este:

$$\Delta U_{ac} = 19 - 4{,}89 = 14{,}11 \text{ V}.$$

Secţiunea de calcul necesară se determină cu relaţia (2.1.46):

$$s = \frac{(100 \cdot 20 + 150 \cdot 15 + 300 \cdot 15) 10^3}{33 \cdot 380 \cdot 14{,}11} = 49{,}44 \text{ mm}^2.$$

Se alege un conductor cu secţiunea standardizată $s_{ales} = 50$ mm², avînd $r_0 = 0{,}605$ Ω/km.

b) Componenta longitudinală a căderii de tensiune se calculează cu relaţiile din tabelul 2.1.2, care devin:

$$\Delta U = \frac{r_0 \sum\limits_k L_{Ak} p_k}{U_n} + \frac{x_0 \sum\limits_k L_{Ak} \cdot p_k \cdot \operatorname{tg} \varphi_k}{U_n}$$

În condiţia pusă de problemă $\varphi_2 = \varphi_3$ rezultă

$$\frac{0{,}605(0{,}1 \cdot 20 + 0{,}15 \cdot 15 + 0{,}3 \cdot 15) 10^3}{380} + \frac{0{,}35(0{,}1 \cdot 20{,}4 + 0{,}15 \cdot 15 \cdot \operatorname{tg} \varphi_2 + 0{,}3 \cdot 15 \cdot \operatorname{tg} \varphi_2) 10^3}{380} =$$

$$= 0,$$

rezultă $\operatorname{tg} \varphi_2 = -1{,}674$, adică $\varphi_2 = -59{,}15°$, ceea ce corespunde la $\cos \varphi_2 = 0{,}513$ (capacitiv).

Aplicaţia 2.2.9. O linie electrică subterană alimentează trei posturi de transformare din cadrul unei secţii a unei întreprinderi (fig. 2.2.9). Sarcinile sînt date în amperi, iar lungimile tronsoanelor în kilometri. Ştiindu-se că tensiunea de alimentare este de 6,3 kV şi că conductoarele fazelor sînt din cupru $\left(\rho_{cu} = \frac{1}{55} \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}\right)$, să se determine circulaţia curenţilor în reţea şi să se dimensioneze secţiunea acesteia în ipoteza $s = \text{const}$, pentru o cădere de tensiune admisibilă $\Delta U_{ad} = 3\%$.

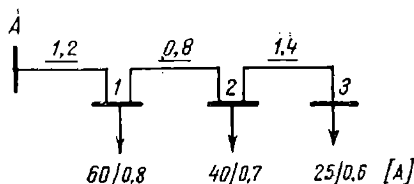


Fig. 2.2.9. Linie radială cu consumatori concentrați.

REZOLVARE :

Se calculează valorile curenților la consumatori :

$$\underline{I}_1 = 60(0{,}8 - \mathrm{j}\,0{,}6) = (48 - \mathrm{j}\,36)\ \mathrm{A}\ ;\ \underline{I}_2 = 40(0{,}7 - \mathrm{j}\,0{,}7) = (28 - \mathrm{j}\,28)\ \mathrm{A}\ ;$$

$$\underline{I}_3 = 25(0{,}6 - \mathrm{j}\ 0{,}8) = (15 - \mathrm{j}\ 20)\ \mathrm{A},$$

și valorile curenților în tronsoanele liniei :

$$\underline{I}'_{11} = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = (91 - \mathrm{j}\,84)\ \mathrm{A}\ ;\ \underline{I}'_{12} = \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = (43 - 7\ 48)\ \mathrm{A}\ ;$$

$$\underline{I}'_{23} = \underline{I}_3 = (15 - \mathrm{j}\,20)\ \mathrm{A}.$$

Căderea admisibilă de tensiune pe linie este

$$\Delta U_{ad} = \frac{3}{100}\cdot 6\,300 = 189\ \mathrm{V}.$$

Partea reactivă a componentei longitudinale a căderii de tensiune

$$\Delta U_r = \sqrt{3}\cdot 0{,}1(1{,}2\cdot 84 + 0{,}8\cdot 48 + 1{,}4\cdot 20) = 28{,}92\ \mathrm{V},$$

unde s-a considerat $x_0 = 0{,}1\ \Omega/\mathrm{km}$.

Se calculează componenta admisibilă activă a căderii longitudinale de tensiune

$$\Delta U_{ac} = 189 - 28{,}92 = 160{,}08\ \mathrm{V}$$

Secțiunea de calcul se determină cu relația (2.1.45) :

$$s = \frac{\sqrt{3}(1{,}2\cdot 91 + 0{,}8\cdot 43 + 1{,}4\cdot 15)\cdot 10^3}{55\cdot 160{,}08} = 32{,}34\ \mathrm{mm}^2.$$

Secțiunea standardizată este $s_{ales} = 35\ \mathrm{mm}^2$.

Rezultatul acesta, deși satisface condițiile privind căderea admisibilă de tensiune, nu convine din punct de vedere tehnic, deoarece densitatea de curent pe tronsonul (*A — 1*) depășește cu mult densitatea economică.

În acest caz, dimensionarea se va face printr-un criteriu economic, iar secțiunea sau secțiunile rezultate vor fi verificate la căderea de tensiune.

Astfel, cu relația (2.1.50) și ținîndu-se seamă de valorile medii ale densității [1] de curent rezultă :

$$(s_{ec})_{A1} = \frac{|I_{A1}|}{\delta_{ec}} = \frac{123{,}84}{1{,}4} = 88{,}5\ \mathrm{mm}^2\ ;\ \text{se alege}\ s'_{A1} = 95\ \mathrm{mm}^2\ ;$$

$$(s_{ec})_{12} = \frac{64{,}44}{1{,}4} = 46{,}03\ \mathrm{mm}^2\ ;\ \text{se alege}\ s'_{12} = 50\ \mathrm{mm}^2\ ;$$

$$(s_{ec})_{23} = \frac{25}{1{,}4} = 17{,}9\ \mathrm{mm}^2\ ;\ \text{se alege}\ s'_{23} = 25\ \mathrm{mm}^2.$$

Se calculează căderea de tensiune, cunoscîndu-se rezistențele specifice pe tronsoane:

$$\Delta U = \sqrt{3}[(0,19\cdot 1,2 + 0,364\cdot 0,8\cdot 43 + 0,729\cdot 1,4\cdot 15) +$$
$$+ 0,1(1,2\cdot 84 + 0,8\cdot 48 + 1,4\cdot 20)] \approx 113 \text{ V} < \Delta U_{ad}.$$

În final se procedează și la o verificare suplimentară a secțiunilor rezultate pe baza încălzirii admisibile (relația (2.1.36)), considerîndu-se încărcările maxime admisibile pentru un cablu cu izolație din PVC, pozat în pămînt [1]:

— pentru tronsonul (*A 1*) $I_e = 123,84$ A $< I_{ad} = 260$ A;
— pentru tronsonul (*12*) $I_e = 64,44$ A $< I_{ad} = 175$ A;
— pentru tronsonul (*23*) $I_e = 25$ A $< I_{ad} = 125$ A.

Aplicația 2.2.10. O rețea electrică aeriană trifazată de tensiune nominală $U_n = 6$ kV cu conductoare din aluminiu, alimentează trei consumatori (fig. 2.2.10). Lungimile tronsoanelor sînt date în metri, iar factorii de putere sînt inductivi. Se cere să se determine:

a) secțiunea rețelei, în ipoteza s = const, dacă $\Delta U_{ad} = 5\%$;

b) diagrama fazorială în acest caz;

c) dacă în punctul *4*, la 200 metri de consumatorul *2* apare un nou consumator care necesită o putere $p_4 = 100$ kW, să se calculeze factorul de putere pe care ar trebui să-l aibă astfel încît ΔU_{A3} să rămînă același ca la punctul a.

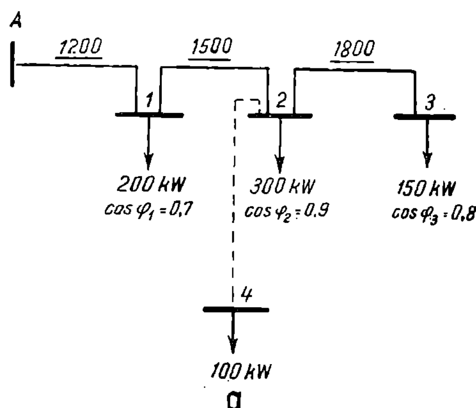
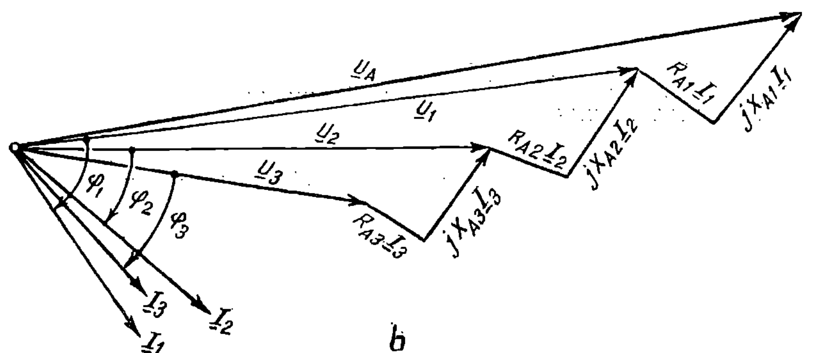


Fig. 2.2.10. Linie electrică radială cu consumatori concentrați:
a — schema generală; *b* — diagrama fazorială a curenților și tensiunilor.



REZOLVARE :

a) Căderea de tensiune admisibilă

$$\Delta U_{ad} = \frac{5}{100} \cdot 6\,000 = 300 \text{ V}.$$

Partea reactivă a componentei longitudinale a căderii de tensiune este :

$$\Delta U_r = \frac{0{,}38(1{,}2 \cdot 204 + 2{,}7 \cdot 145{,}3 + 4{,}5 \cdot 112{,}5)}{6} = 72{,}4 \text{ V},$$

unde :

$q_1 = p_1 \operatorname{tg} \varphi_1 = 204$ kvar ; $q_2 = 145{,}3$ kvar ; $q_3 = 112{,}5$ kvar ;
$x_0 = 0{,}38$ Ω/km.

Partea activă a componentei longitudinale a căderii de tensiune admisibilă

$$\Delta U_{ac} = 300 - 72{,}4 = 227{,}6 \text{ V}.$$

Se calculează secţiunea liniei, pentru $\rho_{Al} = \frac{1}{33} \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}}$ şi rezultă

$$s = \frac{(1\,200 \cdot 200 + 2\,700 \cdot 300 + 4\,500 \cdot 150)10^3}{33 \cdot 6\,000 \cdot 227{,}6} = 38{,}3 \text{ mm}^2.$$

Se aleg conductoare cu secţiunea standardizată de 50 mm^2, avînd $r_0 = 0{,}605$ Ω/km.

Se recalculează căderea de tensiune

$$\Delta U_{A3} = \frac{0{,}605(1{,}2 \cdot 200 + 2{,}7 \cdot 300 + 4{,}5 \cdot 150)}{6} + \frac{0{,}38(1{,}2 \cdot 204 + 2{,}7 \cdot 145{,}3 + 4{,}5 \cdot 112{,}5}{6} = 246{,}4 \text{ V} < \Delta U_{ad}.$$

Rezultă că dimensionarea a fost bine realizată.

b) Diagrama fazorială a căderilor de tensiune este reprezentată în figura 2.2.10, *b*. Pentru realizarea ei s-au calculat în prealabil (neglijîndu-se pierderile de putere pe linie) curenţii şi unghiurile de defazaj la consumatori şi pe linie :

$$\underline{I}_1 = \frac{200 - j204}{\sqrt{3} \cdot 6} = (19{,}27 - j\,19{,}65) \text{ A} ;\ \underline{I}_2 = (28{,}9 - j\,14) \text{ A} ;\ \underline{I}_3 = (14{,}45 - j\,10{,}84) \text{ A} ;\ \varphi_1 = 45{,}6^\circ ;\ \varphi_2 = 25{,}84^\circ ;\ \varphi_3 = 36{,}87^\circ.$$

$$\underline{I}'_{A1} = (62{,}62 - j\,44{,}48) \text{ A} ;\ \underline{I}'_{12} = (43{,}35 - j\,24{,}84) \text{ A} ;\ \underline{I}'_{23} = (14{,}45 - j\,10{,}84) \text{ A} ;\ \varphi_1 = 35{,}5^\circ ;\ \varphi_2 = 29{,}81^\circ ;\ \psi_3 = 36{,}87^\circ.$$

c) Se recalculează componenta longitudinală a căderii de tensiune $\Delta U'_{A3}$, în varianta instalării unui nou consumator :

$$\Delta U'_{A3} = \Delta U_{A3} + \frac{r_0 L_{A2} p_4}{U_n} + \frac{x_0 L_{A2} p_4 \operatorname{tg} \varphi_4}{U_n}.$$

În condiţia impusă de problemă, $\Delta U'_{A3} = \Delta U_{A3}$ şi rezultă :

$$\operatorname{tg} \varphi_4 = -\frac{r_0}{x_0} = -\frac{0{,}605}{0{,}38} = -1{,}592,$$

care corespunde unui factor de putere $\cos \varphi_4 = 0{,}532$ (capacitiv).

Aplicaţia 2.2.11. Un post de transformare 6/0,4 kV dintr-o secţie a unei întreprinderi industriale alimentează trei tablouri de forţă într-o schemă buclată (fig. 2.2.11, *a*).

Reţeaua în cablu pozat în aer are conductoare de aluminiu $\left(\rho_{Al} = \frac{1}{33} \frac{\Omega mm^2}{m}\right)$, distanţele sînt date în metri, iar consumatorii prin curenţii absorbiţi (în amperi) şi factorii de putere respectivi. Se cere să se determine circulaţia de curenţi şi secţiunea reţelei, cunoscîndu-se căderea admisibilă de tensiune $\Delta U_{ad} = 4\%$.

REZOLVARE :

Reţeaua dată este o reţea alimentată de la două capete cu tensiuni egale ($\underline{U}_A = \underline{U}_B$). Se scriu curenţii sub formă complexă şi rezultă schema de calcul prezentată în figura 2.2.11, *b*. Pentru această reţea, considerată omogenă, se calculează curenţii injectaţi la capete (tabel 2.1.3) :

$$\underline{I}_A = \frac{250(20 - j18) + 160(17,675 - j17,675) + 50 \cdot 10}{290} = (32,165 - j\,25,269)\ \text{A} ;$$

$$\underline{I}_B = \frac{40(24 - j18) + 130(17,675 - j17,675) + 240 \cdot 10}{290} = (19,51 - j\,10,406)\ \text{A}.$$

Se verifică că $\underline{I}_A + \underline{I}_B = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3$.

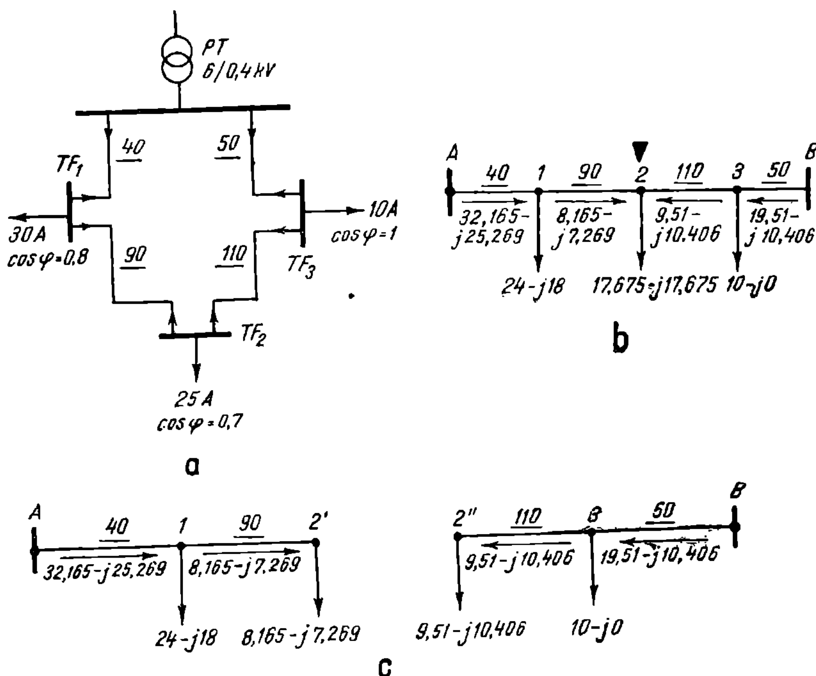


Fig. 2.2.11. Linie electrică buclată :
a — schema generală ; *b*, *c* — scheme electrice echivalente de calcul.

Circulația de curenți în rețea este reprezentată în figura 2.2.11, *b*. Punctul de întîlnire al curenților, care este și punct de minimă tensiune, este la tabloul de forță al consumatorului (2). Rețeaua inițială se secționează în două linii radiale (fig. 2.2.11, *c*). Căderea de tensiune admisibilă este :

$$\Delta U_{ad} = \frac{5}{100} \cdot 400 = 20 \text{ V}.$$

Pentru rețeaua alimentată din A, partea reactivă a componentei longitudinale a căderii de tensiune

$$\Delta U_r = \sqrt{3} \cdot 0{,}1(0{,}04 \cdot 18 + 0{,}13 \cdot 7{,}269) = 0{,}29 \text{ V},$$

unde s-a considerat $x_0 = 0{,}1\ \Omega/\text{km}$.

Secțiunea de calcul se determină cu relația (2.1.45), în care $\Delta U_{ac} = 20 - 0{,}29 = 19{,}71$ V.

$$s = \frac{\sqrt{3}(0{,}04 \cdot 24 + 0{,}13 \cdot 8{,}165)10^3}{33 \cdot 19{,}71} = 5{,}38 \text{ mm}^2.$$

Se alege un cablu cu izolație din PVC cu secțiunea standardizată $s_{ales} = 6$ mm², avînd curentul maxim admisibil $I_{ad} = 34$ A [1]. Curentul maxim, care circulă în tronsonul (A1) este :

$$|\underline{I}_{a1}| = 40{,}9 \text{ A} > I_{ad}.$$

Se alege un cablu cu secțiunea de 10 mm², avînd $I_{ad} = 47 \text{ A} > |\underline{I}_{A1}|$ și $r_0 = 2{,}837\ \Omega/\text{km}$ [1]. Se calculează căderea de tensiune pînă la consumatorul *2*.

$$\Delta U_{A2'} = \sqrt{3}[2{,}837(0{,}04 \cdot 24 + 0{,}13 \cdot 8{,}165) + 0{,}1(0{,}04 \cdot 18 + 0{,}13 \cdot 7{,}269)] = 10{,}21 \text{ V} < \Delta U_{ad}.$$

Pentru aceeași secțiune, $s_{ales} = 10$ mm², se calculează căderea de tensiune și rezultă :

$$\Delta U_{B2'} = \sqrt{3}[2{,}837(0{,}05 \cdot 10 + 0{,}16 \cdot 9{,}51) + 0{,}1 \cdot 0{,}16 \cdot 10{,}406 = 10{,}21 \text{ V} = \Delta U_{A2'} < \Delta U_{ad}.$$

Aplicația 2.2.12. O rețea de curent alternativ trifazat cu conductoare din aluminiu $\left(\rho_{Al} = 1/33 \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}\right)$, avînd $U_A = U_B = 380$ V, alimentează o serie de consumatori concentrați și uniform distribuiți, ale căror sarcini inductive sînt date în amperi și respectiv în amper/metru (fig. 2.2.12, *a*). Cunoscîndu-se distanțele dintre sarcini (în metri) și reactanța specifică a liniei ($x_0 = 0{,}35\ \Omega/\text{km}$) se cere să se dimensioneze rețeaua în ipoteza secțiunii constante pentru o cădere admisibilă de tensiune $\Delta U_{ad} = 3\%$.

REZOLVARE :

Se înlocuiesc consumatorii uniform distribuiți cu un consumator concentrat (*4*), așezat în centrul lor de consum, avînd $I_4 = 100 \cdot 0{,}2 = 20$ A.

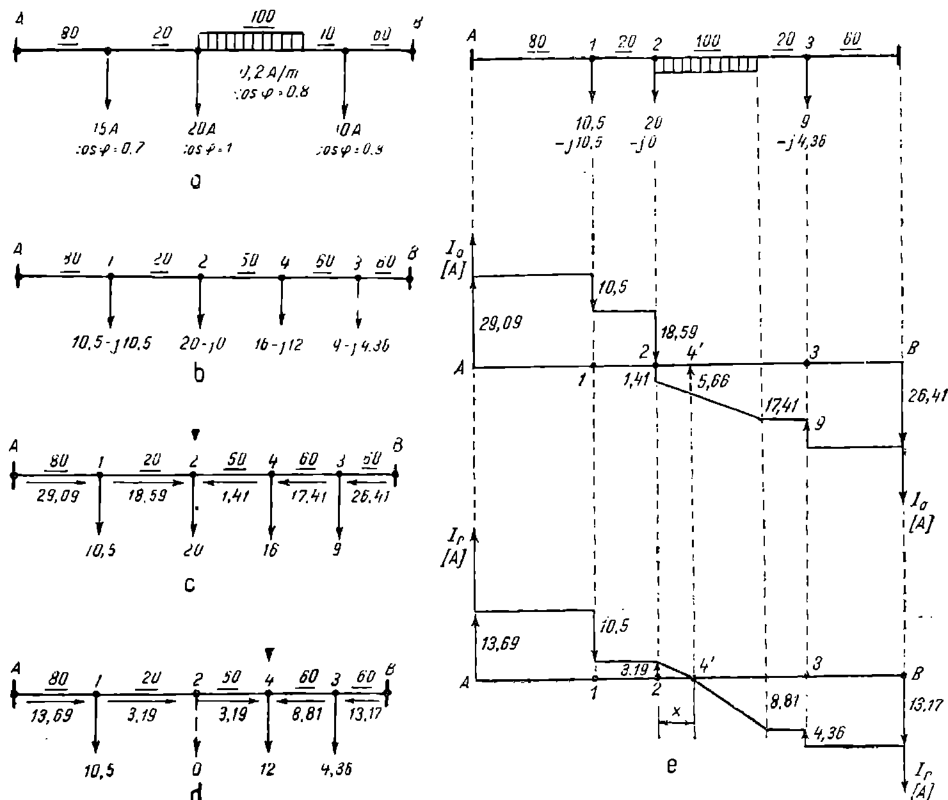


Fig. 2.2.12. Linie electrică alimentată de la două capete :
a — schema generală ; *b* — schema echivalentă de calcul ; *c*, *d*, *e* — circulația curenților în rețea.

Se calculează componentele active și reactive ale curenților de sarcină (fig. 2.2.12, *b*) și se determină curenții injectați în *A* și *B*.

$$\underline{I}_A = \frac{190(10,5 - j10,5) + 170(20 - j0) + 120(16 - j12) + 60(9 - j4,36)}{270} =$$

$$= (29,09 - j\,13,69)\ \text{A}.$$

$$\underline{I}_B = \frac{210(9 - j4,36) + 150(16 - j12) + 100(20 - j0) + 80(10,5 - j10,5)}{270} =$$

$$= (26,41 - j\,13,17)\ \text{A}.$$

Se verifică că $\underline{I}_A + \underline{I}_B = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 + \underline{I}_4$.

Circulația curenților în rețea este reprezentată în figura 2.2.12, *c* pentru componentele active și în figura 2.2.12, *d* pentru componentele reactive. Se observă că punctele de întîlnire a curenților nu coincid. De aceea se vor calcula căderile de tensiune față de consumatorii *2* și *4*.

— Pentru punctul de întîlnire *2*, se calculează componenta reactivă a căderii longitudinale de tensiune :

$$(\Delta U_r)_{A2} = \sqrt{3}\cdot 0,35(0,08\cdot 13,69 + 0,02\cdot 3,19) = 0,7\ \text{V}.$$

Partea activă admisibilă a componentei longitudinale a căderii de tensiune este :

$$(\Delta U_{ac})_{A2} = 11{,}4 - 0{,}7 = 10{,}7 \text{ V},$$

unde :

$$(\Delta U_{ad})_{A2} = \frac{3}{100} 380 = 11{,}4 \text{ V}.$$

Se calculează secțiunea necesară cu relația (2.1.61) :

$$s = \frac{\sqrt{3}(80 \cdot 29{,}09 + 20 \cdot 18{,}59)}{33 \cdot 11{,}4} = 12{,}4 \text{ mm}^2$$

și se alege $s_{ales} = 16$ mm²;

— Pentru punctul de întîlnire *4* rezultă :

$$(\Delta U_r)_{A4} = \sqrt{3} \cdot 0{,}35(0{,}08 \cdot 13{,}69 + 0{,}07 \cdot 3{,}19) = 0{,}8 \text{ V};$$

$$(\Delta U_{ac})_{A4} = 11{,}4 - 0{,}8 = 10{,}6 \text{ V};$$

$$s' = \frac{\sqrt{3}(80 \cdot 20{,}09 + 20 \cdot 18{,}59 - 50 \cdot 1{,}41)}{33 \cdot 10{,}6} = 13 \text{ mm}^2.$$

Se alege secțiunea standardizată $s'_{ales} = 16$ mm².

Se recalculează căderile de tensiune pentru rețeaua omogenă astfel determinată ($s_{ales} = 16$ mm², $r_0 = 1{,}887$ Ω/km) pînă la punctele *2* și respectiv *4*. Rezultă :

$$(\Delta U)_{A2} = 9{,}51 \text{ V} > (\Delta U)_{A4} = 9{,}38 \text{ V}.$$

Punctul cu tensiunea cea mai scăzută din rețea este deci cel corespunzător consumatorului *2*.

Revenind la rețeaua reală, diagramele repartiției componentelor active și reactive ale curenților sînt trasate în figura 2.2.12, *e*.

Se calculează distanța x care definește punctul real de întîlnire al componentelor reactive ale curentului

$$0{,}12 \cdot x = 3{,}19 ; \quad x = l_{24}' = \frac{3{,}19}{0{,}12} = 26{,}58 \text{ m}.$$

În acest punct componenta activă a curentului este :

$$I_4' = 0{,}16 \cdot 26{,}58 + 1{,}41 = 5{,}66 \text{ A}.$$

Se recalculează căderea de tensiune $\Delta U_{A4'}$, și rezultă :

$$\Delta U_{A4}' = \sqrt{3}[1{,}887(0{,}08 \cdot 29{,}09 + 0{,}02 \cdot 18{,}59 - \frac{1}{2} \cdot 0{,}02658 \cdot 5{,}66) +$$

$$+ 0{,}35(0{,}08 \cdot 13{,}69 + 0{,}02 \cdot 3{,}19 + \frac{1}{2} \cdot 0{,}02658 \cdot 3{,}19)] = 9{,}29 \text{ V} < \Delta U_{A2}.$$

Calculul exact al căderilor de tensiune confirmă rezultatul obținut anterior, că punctul cu cea mai scăzută tensiune este *2*.

Aplicația 2.2.13. Trei cuptoare electrice dintr-o secție de prelucrare sînt alimentate dintr-o rețea trifazată în cablu (cu conductoare de aluminiu (fig. 2.2.13, *a*). Lungimile diverselor tronsoane sînt date în metri, iar secțiu-

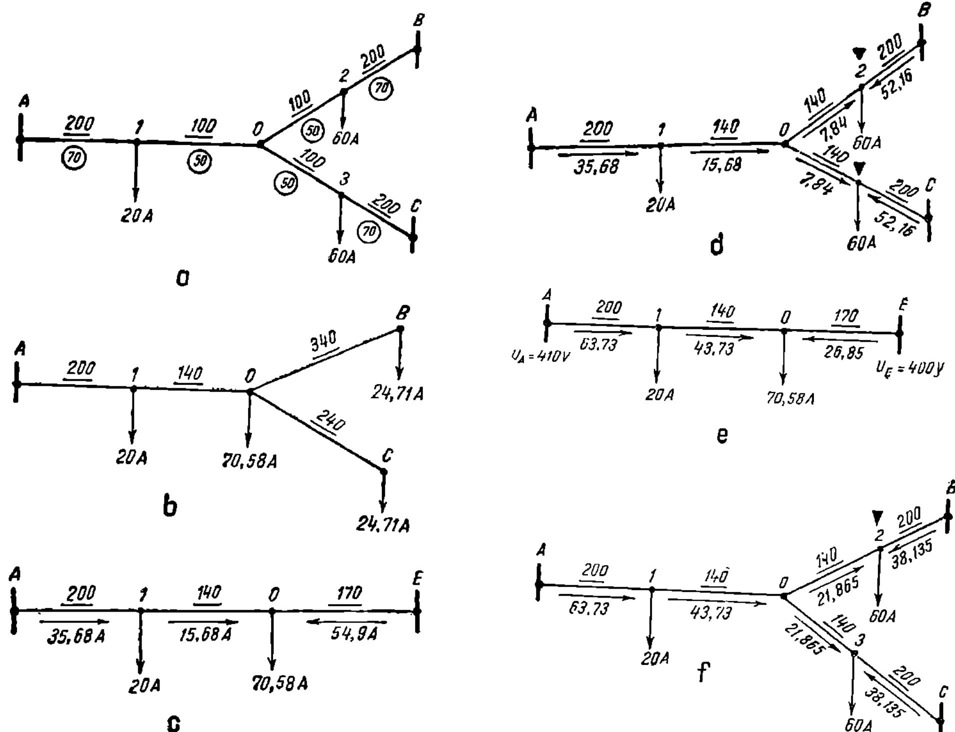


Fig. 2.2.13. Rețea alimentată de la trei capete :
a — schema generală ; *b, c, d, e* — scheme echivalente de calcul ; *f* — circulația curenților în rețea.

nile în mm² (cifrele încercuite). Se cere să se determine circulația de curenți și căderile maxime de tensiune în următoarele ipoteze :

a) $U_A = U_B = U_C = 400$ V ;

b) $U_A = 410$ V, $U_B = U_C = 400$ V.

REZOLVARE :

Se omogenizează rețeaua, alegîndu-se ca secțiune de referință secțiunea de 70 mm² :

$$l'_{10} = 100\frac{70}{50} = 140 \text{ m} ; \; l'_{20} = l'_{30} = 140 \text{ m}.$$

Se aruncă sarcinile *2* și *3* în nodurile *O, B* și respectiv *O, C* (relația 2.1.30).

$$I_{20} = I_{30} = 60\frac{200}{340} = 35{,}29 \text{ A} ; \quad I_{2B} = I_{2C} = 60\frac{140}{340} = 24{,}71 \text{ A}.$$

Rețeaua astfel transformată este prezentată în figura 2.2.13, *b*.
Se pun în paralel laturile *OB* și *OC* și rezultă :

$$l_{OE} = \frac{l_{OB}}{2} = 170 \text{ m}.$$

a) Rețeaua dată s-a transformat într-o linie alimentată de la două capete (fig. 2.2.13, *c*) pentru care se determină curenții injectați la capete și circulația de curenți în rețea :

$$I_A = \frac{20 \cdot 130 + 70{,}58 \cdot 170}{510} = 35{,}68 \text{ A} ; \quad I_E = \frac{20 \cdot 200 + 70{,}58 \cdot 340}{510} = 54{,}9 \text{ A}.$$

Se revine la rețeaua inițială pentru care circulația de curenți este dată în figura 2.2.13, *d*. Punctele de întîlnire ale curenților sînt cele caracteristice consumatorilor *2* și *3*, pentru care se calculează :

$$\Delta U_{B2} = \Delta U_{C2} = \Delta U_{A2} = \sqrt{3} \cdot 0{,}404 \cdot 0{,}2 \cdot 52{,}16 = 7{,}3 \text{ V},$$

unde s-a luat $r_0 = 0{,}404$ Ω/km și s-a considerat $x_0 \approx 0$.

b) Rețeaua dată se transformă succesiv într-o linie alimentată de la două capete cu tensiuni neegale. Se calculează curenții injectați la capetele *A* și *E* și se determină circulația de curenți în rețea (fig. 2.2.13, *e*).

$$I'_A = \frac{410 - 400}{3 \cdot 0{,}404 \cdot 0{,}51} + I_A = 63{,}73 ; \quad I'_E = \frac{400 - 410}{3 \cdot 0{,}404 \cdot 0{,}51} + I_E = 26{,}85 \text{ A}.$$

Revenind la rețeaua inițială se stabilește circulația de curenți (fig. 2.2.13, *f*) rezultînd aceleași puncte de întîlnire, pentru care se calculează :

$$\Delta U'_{B2} = \Delta U'_{C2} = \sqrt{3} \cdot 0{,}404 \cdot 0{,}2 \cdot 38{,}135 = 5{,}35 \text{ V} ;$$

$$\Delta U'_{A2} = \Delta U'_{A3} = \sqrt{3} \cdot 0{,}404(0{,}2 \cdot 63{,}73 + 0{,}14 \cdot 43{,}73 + 0{,}14 \cdot 21{,}865) = $$
$$= 15{,}33 \text{ V}.$$

Se verifică imediat :

$$U'_2 = U'_3 = U_A - \Delta U'_{A2} = 410 - 15{,}33 = 394{,}67 \text{ V} ;$$

$$U'_2 = U'_3 = U_B - \Delta U'_{B2} = 400 - 5{,}33 = 394{,}67 \text{ V}.$$

Aplicația 2.2.14. Un consumator industrial absoarbe la vîrful de sarcină o putere de 45 MW la $\cos \varphi = 0{,}92$. Această putere se transportă printr-o linie de 110 kV simplu circuit, avînd următoarele caracteristici : lungimea liniei $l = 45$ km ; $r_0 = 0{,}12$ Ω/km ; $x_0 = 0{,}4$ Ω/km, $c_0 = 9 \cdot 10^{-9}$ F/km.

Știindu-se că tensiunea la barele stației consumatorului este de 112 kV, să se determine tensiunea la începutul liniei și căderea de tensiune în linie.

REZOLVARE :

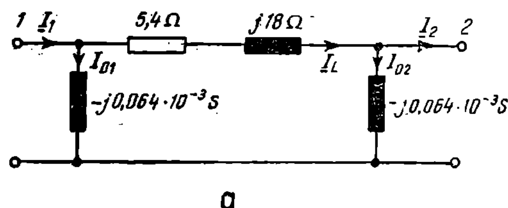
Se calculează elementele necesare reprezentării liniei printr-un cuadripol în π (fig. 2.2.14, *a*) :

$$R_L = 0{,}12 \cdot 45 = 5{,}4 \ \Omega ; \quad X_L = 0{,}4 \cdot 45 = 18 \ \Omega ;$$

$$B_L = 100 \, \pi \cdot 9 \cdot 10^{-9} \cdot 45 = 0{,}128 \cdot 10^{-3} \text{ S}.$$

Puterea aparentă și curentul la consumator este :

$$\underline{S}_2 = 45 + \text{j}\, 19{,}17 \text{ MW} ; \quad \underline{I}_2 = \frac{\underline{S}_2^*}{\sqrt{3} U_2} = (232{,}2 - \text{j}\, 99) \text{ A}.$$



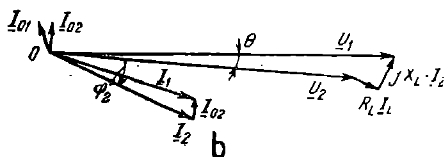


Fig. 2.2.14. Linie electrică de înaltă tensiune : *a* — schema electrică echivalentă și circulația de curenți ; *b* — diagrama fazorială a curenților și a tensiunilor.

Căderea de tensiune pe linie se calculează cu relația (2.1.25) :

$$\Delta \underline{U} = \sqrt{3}(5,4 + j\,18)\left[(232,2 - j\,99) + j\,0,064\cdot10^{-2}\cdot\frac{112}{3}\cdot10^{3}\right]10^{-3} =$$

$$= (5,12 + j\,6,34)\ \text{kV}.$$

Tensiunea la începutul liniei este

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \Delta\underline{U} = (117,12 + j\,6,34)\ \text{kV};$$

$$U_1 = 117,29\ \text{kV},\ \theta = 3,1°.$$

Diagrama fazorială a tensiunilor este reprezentată în figura 2.2.14, *b*, pentru care s-au calculat :

$$\underline{I}_{02} = j\frac{B_L}{2}\frac{U_2}{\sqrt{3}} = j\,0,064\cdot10^{-3}\cdot\frac{112\cdot10^{3}}{3} = j\,4,14\ \text{A};$$

$$\underline{I}_L = \underline{I}_2 + \underline{I}_{02} = (232,2 - j\,94,86)\ \text{A}.$$

Aplicația 2.2.15. Un motor asincron trifazat cu rotorul în scurtcircuit este alimentat dintr-un tablou de forță situat la distanța $l = 50$ m (fig. 2.2.15). Se cunosc datele nominale ale motorului : $P_n = 30$ kW ; $U_n = 380$ V ; $I_n = 60,3$ A ; $\eta_n = 88\%$; $\cos\varphi_n = 0,86$; $I_p = 5\,I_n$. Cunoscîndu-se încărcarea motorului ($k = 0,75$) și căderea de tensiune admisibilă față de tabloul de forță ($\Delta U_{ad} = 3\%$), să se dimensioneze siguranța fuzibilă și cablul de alimentare care va fi pozat în aer, la temperatura de 35°C (fig. 2.2.15).

REZOLVARE :

Se calculează curentul de exploatare al motorului cu relația (2.1.41) :

$$I_e = 0,75\frac{30}{\sqrt{3}\cdot0,38\cdot0,88\cdot0,83} = 46,9\ \text{A},$$

unde η și $\cos\varphi$ s-au determinat din [3] pentru încărcarea dată.

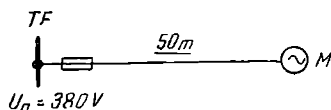


Fig. 2.2.15. Schema electrică de alimentare a unui motor.

Ținîndu-se seamă de condițiile (2.1.38) și (2.1.39) rezultă :

$$I_f > 46{,}9\text{A} \quad \text{și} \quad I_f \geqslant \frac{5 \cdot 60{,}3}{2{,}5} = 120{,}6 \text{ A}.$$

Se alege o siguranță fuzibilă de 125 A și un cablu cu conductoare de aluminiu și izolație din PVC cu secțiunea de 70 mm², avînd $I_{ad} = 155$ A.

Deoarece temperatura mediului depășește temperatura la care este dat I_{ad}, valoarea acestuia se corectează cu relațiile (2.1.43, *a*) și (2.1.43, *b*) :

$$I'_{ad} = 1 \cdot 155 = 155 \text{ A} ;$$

$$I'_{ad} = 0{,}94 \cdot 155 = 145{,}7 \text{ A},$$

unde s-au considerat : $\psi = 1$ și $\alpha_t = 0{,}94$ [1].

Se observă că toate condițiile impuse de criteriul încălzirii admisibile sînt verificate pentru cablul ales.

În continuare se calculează și căderea de tensiune în regim normal de funcționare :

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0{,}404 \cdot 0{,}05 \cdot 46 \cdot 9 = 1{,}64 \text{ V} < \Delta U_{ad} = \frac{3}{100} \cdot 380 = 11{,}4 \text{ V},$$

unde s-a considerat $r_0 = 0{,}404\ \Omega/\text{km}$

Condiția impusă de criteriul pierderii de tensiune (relația 2.1.44) este îndeplinită.

Aplicația 2.2.16. Se consideră rețeaua de alimentare a unei secții industriale de turnătorie prezentată în figura 2.2.16. Legăturile la tablou sînt realizate în cabluri montate în aer (temperatura 35°C). Alimentarea tuturor

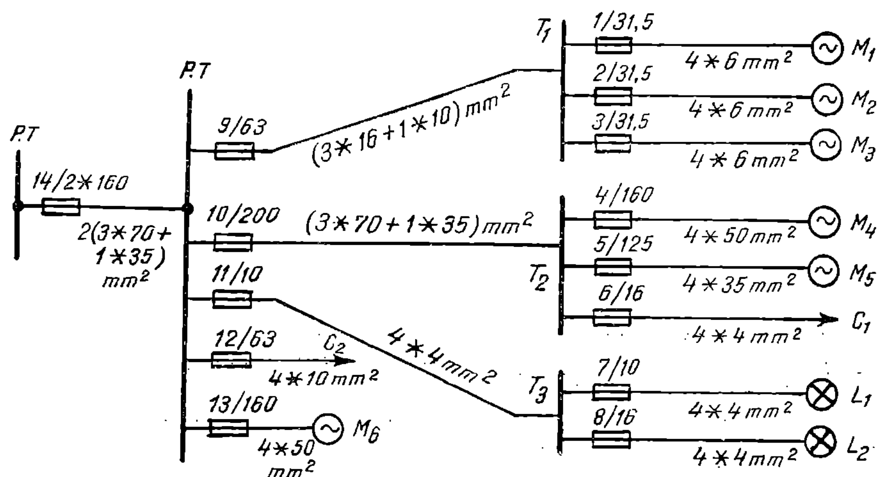


Fig. 2.2.16. Schema electrică de alimentare a consumatorilor din secție.

consumatorilor se face la 380 V, iar a iluminatului, la 220 V. Datele caracteristice ale consumatorilor sînt prezentate în tabelul 2.2.3.

Tabelul 2.2.3

Consumatorul	Motoare electrice				Cuptoare electrice		Iluminat	
	$M_{1,2,3}$	M_4	M_5	M_6	C_1	C_2	L_1	L_2
Puterea [kW]	15	25	30	55	10	30	2	2,2
Tipul	cu rotor bobinat	cu rotor în scurtcircuit	cu rotor în scurtcircuit	cu rotor bobinat	—	—	—	—
Curentul de pornire [A]	2,5 I_n	5,5 I_n	5,2 I_n	2,1 I_n	—	—	—	—
Randamentul (η_n) [%]	0,87	0,81	0,79	0,9	1	1	—	—
Factorul de putere ($\cos\varphi_n$)	0,84	0,82	0,84	0,87	1	1	0,8	0,7
Coeficientul de încărcare	0,9	0,95	0,75	0,95	0,98	0,75	0,7	0,9

Să se calculeze secțiunile cablurilor de alimentare și siguranțele fuzibile, punîndu-se condiția ca racordurile consumatorilor să fie făcute în tuburi, iar cablurile de alimentare ale tablourilor de forță să fie montate în canale în aer.

REZOLVARE :

● Se calculează curenții nominali și de exploatare ai motoarelor electrice (relația 2.1.41) :

$$I_{n\,1,\,2,\,3,} = \frac{15 \cdot 10^3}{0,87\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,84} = 31,22 \text{ A} ; \; I_{n4} = 57,25 \text{ A} ;$$

$$I_{n5} = 71,75 \text{ A} ; \; I_{n6} = 106,85 \text{ A} ;$$

$$I_{e\,1,\,2,\,3,} = 0,9 \cdot 31,22 = 28,1 \text{ A} ; \; I_{e4} = 54,39 \text{ A} ; \; I_{e5} = 53,81 \text{ A} ;$$

$$I_{e8} = 101,51 \text{ A}.$$

Observație : coeficientul de încărcare al motorului 5 fiind de 75%, din tabele s-a determinat randamentul și factorul de putere la această încărcare $\eta_r = 79,5\%$ și $\cos\eta_r = 0,8$.

● Se aleg fuzibilele pe cablurile de alimentare ale consumatorilor. Pentru alegerea fuzibilelor, trebuie respectate simultan condițiile (2.1.38 și 2.1.39).

$$I_{f\,1,\,2,\,3,} \geqslant I_{e\,1,\,2,\,3,} = 28,1 \text{ A} ; \; I_{f\,1,\,2,\,3,} \geqslant \frac{I_{pn}}{2,5} = \frac{2,5 \cdot 31,22}{2,5} = 31,22 \text{ A}.$$

Se aleg siguranțe $S_{1, 2, 3,}$ cu curenții nominali de 31,5 A.

— pentru motorul *4*:

$I_f \geqslant 54,39$ A; $I_{f4} \geqslant \frac{5,5 \cdot 57,25}{2,5} = 125,95$ A; se alege pentru S_4 un fuzibil de 160 A;

— pentru motorul *5*:

$I_{f5} \geqslant 53.81$ A; $I_{f5} \geqslant \frac{5,2 \cdot 71,75}{2,5} = 119,08$ A; se alege pentru S_5 fuzibil de 125 A;

— pentru motorul *6* (condiții grele de pornire):

$I_{f6} \geqslant 101,51$ A; $I_{f6} \geqslant \frac{2,1 \cdot 106,85}{1,6} = 140,24$ A; se alege pentru S_{13} fuzibil de 160 A.

● Se aleg siguranțele pentru cuptoarele electrice:

$$I_{ec1} = 0,98 \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 14,91 \text{ A}; \; I_{ec2} = 34,23 \text{ A};$$

$$I_{fc1} \geqslant 14,91 \text{ A}; \; I_{fc2} \geqslant 34,23 \text{ A}.$$

● Se aleg siguranțele S_6 de 16 A și S_{12} de 63 A.

● Se aleg siguranțele pentru iluminat.

$$I_{eL1} = 0,7 \frac{2 \cdot 10^3}{0,8 \cdot 220} = 7,95 \text{ A}; \; I_e L_2 = 0,9 \frac{2,2 \cdot 10^3}{0,7 \cdot 220} = 12,86 \text{ A}.$$

● Se aleg siguranțele S_7 de 10 A și S_8 de 16 A.

● Se aleg secțiunile conductoarelor de alimentare ale consumatorilor:

— pentru motoarele *1, 2, 3* se aleg cablurile de alimentare în următoarele condiții (relația (2.1.43, *a*))

$I_{ad\,1,2,3,} \geqslant I_{e\,1,2,3,} = 28,1$ A; $I_{ad\,1,2,3,} \geqslant \psi I_{f\,1,2,3,} = 0,66 \cdot 31,5 = 20,79$A.

Factorul ψ pentru rețele electrice în tuburi are valoarea 0,66 [1].

Temperatura din interior este mai mare decît cea standardizată și se vor aplica corecții de încărcare pentru conductoare (coeficienții α_t din [1]). În cazul considerat $\alpha_t = 0,94$.

Se alege un cablu trifazat cu izolația și manta de PVC din aluminiu cu secțiunea de 6 mm².

$I_{ad} = 0,94 \cdot 34 = 31,96$ A este mai mare decît cele calculate mai sus;

— pentru motorul *4*:

$$I_{ad} \geqslant 54,39 \text{ A}; \; I_{ad4} \geqslant 0,66 \cdot 160 = 105,6 \text{ A}.$$

Se alege un cablu trifazat cu izolație din PVC, din aluminiu cu secțiunea de 50 mm²; $I_{ad} = 0,94 \cdot 125 = 117,5$ A;

— pentru motorul *5*:

$$I_{ad5} \geqslant 53,81 \text{ A}; \; I_{ad5} \geqslant 0,66 \cdot 125 = 82,5 \text{ A}.$$

Se alege un cablu trifazat cu manta și izolație de PVC, din aluminiu, cu secțiunea de 35 mm²; $I_{ad} = 0,94 \cdot 100 = 94$ A;

— pentru motorul *6*:

$$I_{ad6} \geqslant 101,51 \text{ A}; \; I_{ad6} \geqslant 0,66 \cdot 160 = 105,6 \text{ A}.$$

Se alege un cablu trifazat, cu manta și izolație de PVC, din aluminiu, cu secțiunea de 50 mm^2 ; $I_{ad} = 0{,}94 \cdot 125 = 117{,}5$ A.

Racordurile ar trebui verificate şi la căderea de tensiune, dar se poate considera că acestea fiind scurte (sub 10 m), verificarea nu mai este necesară ;

— pentru cuptorul *1* :

$$I_{ad\ c1} \geqslant 14{,}91 \text{ A} ; \ I_{ad\ c1} \geqslant 0{,}66 \cdot 16 = 10{,}56 \text{ A}.$$

Se alege un cablu trifazat, cu manta și izolație de PVC, din aluminiu, cu secțiunea de 4 mm^2 ; $I_{ad} = 0{,}94 \cdot 27 = 25{,}38$ A ;

— pentru cuptorul *2* :

$$I_{ad\ c2} \geqslant 34{,}23 \text{ A} ; \ I_{ad\ c2} \geqslant 0{,}66 \cdot 63 = 41{,}58 \text{ A}.$$

Se alege un cablu trifazat cu izolație de PVC din aluminiu, cu secțiunea de 10 mm^2 ; $I_{ad} = 0{,}94 \cdot 47 = 44{,}18$ A ;

— pentru circuitul de iluminat *1* :

$$I_{ad\ L1} \geqslant 7{,}95 \text{ A} ; \ I_{ad\ L1} \geqslant \psi \cdot I_{f\ L1} = 1 \cdot 10 = 10 \text{ A}.$$

Din [1], pentru iluminat rezultă $\psi = 1$.

Se alege un cablu trifazat de 4 mm^2 din aluminiu (din motive constructive).

— pentru circuitul de iluminat *2* :

$$I_{ad\ L2} \geqslant 12{,}86 \text{ A} ; \ I_{ad\ L2} \geqslant 16 \text{ A}.$$

Se alege acelaşi conductor ca mai sus, care trebuie verificat la căderea de tensiune.

● Se aleg siguranțele și conductoarele pe legăturile dintre tablouri.

Cunoscîndu-se coeficientul de simultaneitate pe tabloul *1* ($m = 0{,}66$), se determină :

$$I_{eT1} = 0{,}66 \cdot 3 \cdot 28{,}1 = 55{,}64 \text{ A}.$$

Analog ($m = 1$) pentru tabloul *2* :

$$I_{eT2} = 54{,}39 + 53{,}81 + 14{,}91 = 123{,}11 \text{ A}.$$

Pentru tabloul *3* ($m = 0{,}72$) : $I_{eT3} = 0{,}72(7{,}95 + 12{,}86) = 14{,}98$ A.

Curenții maximi corespunzători condiției de alegere a siguranțelor fuzibile au valorile (relația (2.1.40)) :

$$I_{max\ T1} = 0{,}66 \cdot 2 \cdot 31{,}22 + 2{,}5 \cdot 31{,}22 = 119{,}26 \text{ A}.$$

Analog : $I_{max\ T2} = 1(57{,}25 + 15{,}21) + 5{,}2 \cdot 71{,}75 = 445{,}56$ A.

$$I_{max\ T3} = 0{,}7(11{,}36 + 14{,}29) = 17{,}96 \text{ A}.$$

Siguranțele se aleg ținîndu-se seama de următoarele condiții :

$$I_{f9} \geqslant I_{e\ T1} = 55{,}64 \text{ A} ; \ I_{f9} \geqslant \frac{I_{max\ T1}}{2{,}5} = \frac{119{,}26}{2{,}5} = 47{,}84 \text{ A} ;$$

$$I_{f10} \geqslant 123{,}11 \text{ A} ; \ I_{f10} \geqslant \frac{445{,}56}{2{,}5} = 178{,}22 \text{ A} ;$$

$$I_{f11} \geqslant 14{,}98 \text{ A} ; \ I_{f11} \geqslant \frac{17{,}96}{2{,}5} = 7{,}18 \text{ A}.$$

• Se aleg siguranțele S_9 de 63 A, S_{10} de 200 A și S_{11} de 10 A.

• Cablurile de legătură dintre tablouri se aleg ținîndu-se cont de următoarele grupuri de condiții:

— pentru tabloul T_1:

$$I_{ad\ T1} \geqslant I_{e\ T1} = 55{,}64\ \text{A};\ I_{ad\ T1} \geqslant 0{,}66 \cdot 63\ \text{A} = 41{,}58\ \text{A}.$$

Ținîndu-se cont de coeficientul de încălzire ($\alpha_T = 0{,}94$) se alege un cablu trifazat de aluminiu cu manta și izolație de PVC și secțiunea de 16 mm²;

$$I_{ad} = 0{,}94 \cdot 63 = 59{,}22\ \text{A};$$

— pentru tabloul T_2:

$$I_{ad\ T2} \geqslant 123{,}11\ \text{A};\ I_{ad\ T2} \geqslant 0{,}66 \cdot 200 = 132\ \text{A}.$$

Se alege un cablu trifazat din aluminiu cu izolație din PVC și secțiunea de 70 mm²; $I_{ad} = 0{,}94 \cdot 155 = 145{,}7$ A;

— pentru tabloul T_3:

$$I_{ad\ T3} \geqslant 14{,}98\ \text{A};\ I_{ad\ T3} \geqslant 0{,}66 \cdot 10 = 6{,}6\ \text{A}.$$

Se alege un cablu trifazat din aluminiu, cu izolație de PVC și secțiunea de 4 mm²; $I_{ad} = 0{,}94 \cdot 27 = 25{,}38$ A.

Pentru aceste cabluri pozate în canale de cabluri, în aer, $\psi = 0{,}66$.

• Se alege siguranța și conductorul pentru legătura la postul de transformare (coeficientul de simultaneitate $m = 0{,}8$):

$$I_e = 0{,}8(55{,}64 + 123{,}11 + 14{,}48 + 101{,}51 + 34{,}23) = 263{,}58\ \text{A}.$$

Curentul maxim pentru alegerea fuzibilului este:

$$I_{max} = 0{,}8(0{,}66 \cdot 3 \cdot 31{,}22 + 57{,}25 + 15{,}21 + 14{,}98 + 34{,}23 + 101{,}51) + \\ + 5{,}2 \cdot 71{,}75 = 601{,}1\ \text{A}.$$

Soluția de alimentare este cu două cabluri trifazate din aluminiu și izolație de PVC în paralel, așezate în canal de cabluri, în aer la 35°C, atingîndu-se de perete ($\alpha_t = 0{,}94$; $\alpha_m = 0{,}84$).

Condițiile de alegere a siguranțelor sînt:

$$I_{f14} \geqslant \frac{263{,}58}{2} = 131{,}79\ \text{A};\ I_{f14} \geqslant \frac{I_{max}}{2 \cdot 2{,}5} = \frac{601{,}1}{2 \cdot 2{,}5} = 120{,}22\ \text{A}.$$

Se aleg siguranțe de 160 A.

Se alege secțiunea conductoarelor în paralel:

$$I_{ad} \geqslant 131{,}79\ \text{A};\ I_{ad} \geqslant 0{,}66 \cdot 160 = 105{,}6\ \text{A}.$$

Sînt două cabluri trifazate de aluminiu cu manta și izolație de PVC de cîte 70 mm²; $I_{ad} = 0{,}94 \cdot 0{,}84 \cdot 155 = 122{,}39$ A.

Aplicația 2.2.17. Rețeaua de alimentare în curent alternativ trifazat a unei secții este prezentată în figura 2.2.17. Tensiunile de alimentare sînt diferite ($U_{A,0} = 227$ V și $U_{B,0} = 230$ V).

Se cere să se determine tensiunea minimă din rețea. Se cunosc lungimile tronsoanelor (în m), materialul conductoarelor (aluminiu — $\rho_{Al} = \frac{1}{33}\ \Omega\text{mm}^2/\text{m}$), secțiunile conductoarelor (în mm²), reactanța specifică a liniei ($x_0 = 0{,}4\ \Omega/\text{km}$).

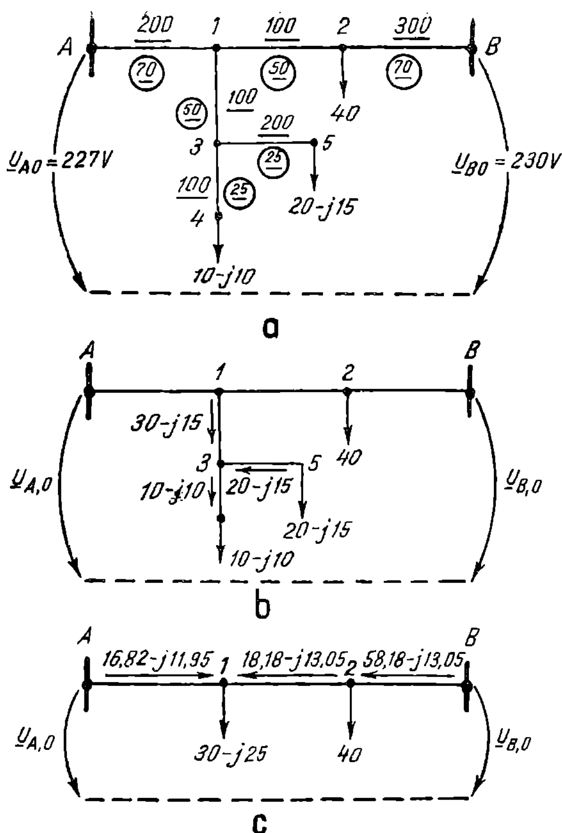


Fig. 2.2.17. Rețea electrică ramificată :
a — schema generală ; *b*, c — schemele reduse pentru calculul circulației de curent.

REZOLVARE :

— Se calculează impedanțele tuturor tronsoanelor liniei

$$\underline{z}_{A1} = (0{,}087 + \mathrm{j}\,0{,}08)\ \Omega\ ;\ \underline{z}_{12} = (0{,}061 + \mathrm{j}\,0{,}04)\ \Omega\ ;$$
$$\underline{z}_{2B} = (0{,}13 + \mathrm{j}\,0{,}12)\ \Omega\ ;\ \underline{z}_{13} = (0{,}061 + \mathrm{j}\,0{,}04)\ \Omega\ ;$$
$$\underline{z}_{34} = (0{,}122 + \mathrm{j}\,0{,}04)\ \Omega\ ;\ \underline{z}_{35} = (0{,}24 + \mathrm{j}\,0{,}08)\ \Omega.$$

— Se calculează circulația curenților în rețea.
Se înlocuieşte rețeaua *1345* prin curentul din tronsonul *13*.
Se calculează injecțiile de curenți în A și B (cu relația (2.1.28)) :

$$\underline{I}_{A1} = (16{,}82 - \mathrm{j}\,11{,}95)\ \mathrm{A}\ ;\ \underline{I}_{B2} = (58{,}18 - \mathrm{j}\,13{,}05)\ \mathrm{A}.$$

— Se calculează tensiunea minimă din rețea. Cu relația (2.1.20), calculîndu-se pe calea *A 1 34* și *A 1 35* se obțin rezultatele :

$$\underline{U}_{A4,0} = (16{,}82 - \mathrm{j}\,11{,}95)(0{,}087 + \mathrm{j}\,0{,}08) + (30 - \mathrm{j}\,25)(0{,}061 + \mathrm{j}\,0{,}04) +$$
$$+ (10 - \mathrm{j}\,10)(0{,}122 + \mathrm{j}\,0{,}04) = (6{,}85 - \mathrm{j}\,0{,}82)\ \mathrm{V}$$
$$\underline{U}_{A5,0} = (11{,}25 - \mathrm{j}\,0{,}38)\ \mathrm{V}.$$

Tensiunea minimă este în punctul 5.

$$\underline{U}_{5,0} = \underline{U}_{A,0} - \Delta\underline{U}_{A5,0} = 227 - 11{,}25 + j\,0{,}38 = (215{,}75 + j\,0{,}38)\ \text{V}$$

Căderea de tensiune relativă este:

$$\frac{|\underline{U}_{A,0}| - |\underline{U}_{5,0}|}{|\underline{U}_{A,0}|}\,100 = \frac{227 - 215{,}75}{215{,}75}\cdot 100 = 4{,}95\,\%.$$

Aplicația 2.2.18. O rețea electrică trifazată alimentează o secție a unei întreprinderi, ai cărei consumatori sînt dați prin curenți de sarcină și factorii de putere corespunzători (inductivi). Rețeaua, de formă inelară, avînd raza $R = 01 = 02 = 03 = 04 = 100$ m, este alimentată din punctul *0*, la tensiunea de 380 V (fig. 2.2.18, *a*). Știindu-se că liniile rețelei sînt aeriene, cu conductoare de aluminiu avînd reactanța specifică $x_0 = 0{,}35\ \Omega/\text{km}$ să se determine:

a) curentul și puterea injectată în nodul *0*;
b) circulația de curenți în rețea;
c) secțiunea rețelei în ipoteza $s = \text{const}$, știindu-se că $\Delta U_{ad} = 5\%$.

REZOLVARE:

a) Se calculează curenții de sarcină, concentrîndu-se cei corespunzători consumatorilor uniform distribuiți. Se aruncă curenții $\underline{I}_4$, $\underline{I}_{13}$, $\underline{I}_{01}$ și $\underline{I}_{12}$ la capetele tronsoanelor respective:

$$\underline{I}_3 = 30(0{,}8 - j\,0{,}6) = (24 - j\,18)\ \text{A};\quad \underline{I}_4 = 20(0{,}7 - j\,0{,}7) = (14 - j\,14)\ \text{A};$$

$$\underline{I}_4^2 = \underline{I}_4^3 = \frac{1}{2}\cdot \underline{I}_4 = (7 - j\,7)\text{A};$$

$$\underline{I}_{13}^1 = \underline{I}_{13}^3 = \frac{1}{2}\cdot 0{,}3(1 - j\,0)\cdot 157{,}08 = (23{,}56 - j\,0)\text{A};$$

$$\underline{I}_{01}^1 = \underline{I}_{01}^0 = \frac{1}{2}\cdot 0{,}4(0{,}6 - j\,0{,}8)\cdot 100 = (12 - j\,16)\text{A};$$

$$\underline{I}_{12}^1 = \underline{I}_{12}^2 = \frac{1}{2}\cdot 0{,}2(1 - j\,0)\cdot 314{,}6 = (31{,}42 - j\,0)\text{A},$$

în care s-au calculat lungimile diverselor tronsoane și anume:

$$l_{13} = 157{,}08\ \text{mm};\quad l_{12} = 314{,}6\ \text{m}.$$

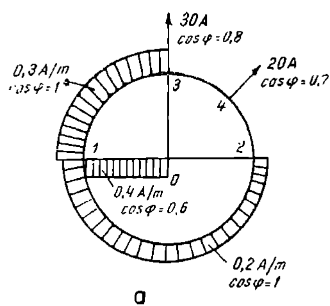
Rezultă schema rețelei cu consumatorii aferenți din figura 2.2.18, *b*, din care se determină, pe baza teoremei I-a a lui Kirchhoff, curentul total injectat:

$$\underline{I}_0 = \sum_k \underline{I}_k = (171{,}96 - j\,64)\text{A}.$$

Puterea injectată în nodul *0* este:

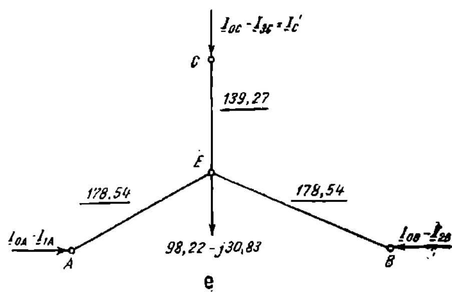
$$\underline{S}_0 = \sqrt{3}\cdot U_0\cdot \underline{I}_0^* = \sqrt{3}\cdot 380\cdot (171{,}96 - j\,64)^*\cdot 10^{-3} =$$
$$= (113{,}18 + j\,42{,}12)\ \text{kVA}.$$

b) Se transformă rețeaua dată într-o rețea alimentară de la trei capete (*A*, *B*, *C*) cu tensiuni egale (fig. 2.2.18, *c*) și în care $\underline{I}_0' = \underline{I}_{0A} + \underline{I}_{0B} + \underline{I}_{0C}$ și unde s-a considerat $\underline{I}_0' = \underline{I}_0 - (12 - j\,16) = (159{,}96 - j\,48)$ A.



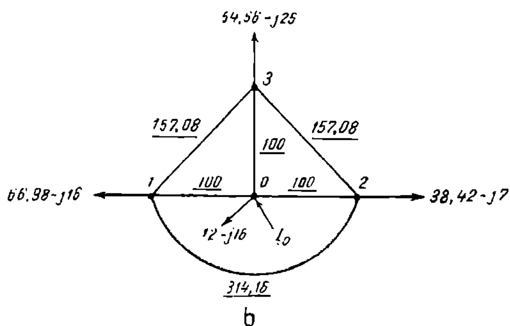
30A
cos φ = 0,8
20A
cos φ = 0,7
0,3 A/m
cos φ = 1
3
4
1
2
0
0,4 A/m
cos φ = 0,6
0,2 A/m
cos φ = 1

a



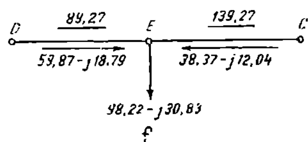
C
139,27
E
178,54
178,54
98,22 - j30,83
A
B

e



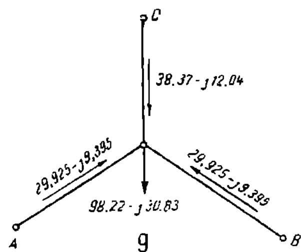
54,56 - j25
3
157,08
157,08
100
1
100
0
100
2
66,98 - j16
38,42 - j7
12 - j16
314,16

b



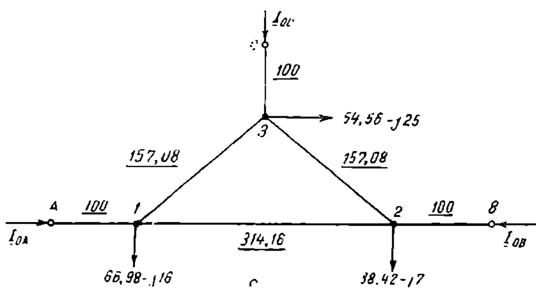
89,27
E
139,27
C
59,87 - j18,79
38,37 - j12,04
98,22 - j30,83

f



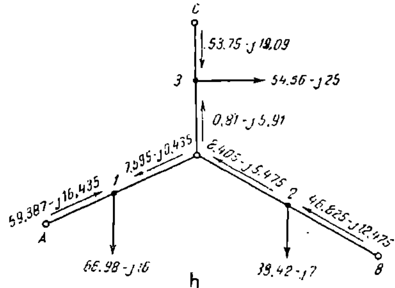
C
38,37 - j12,04
29,925 - j9,395
29,925 - j9,395
98,22 - j30,83
A
B

g



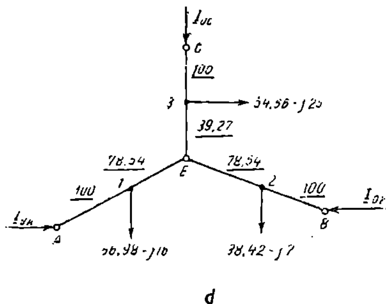
100
54,56 - j25
3
157,08
157,08
A
100
1
2
100
B
314,16
66,98 - j16
38,42 - j7

c



C
53,75 - j 19,09
3
54,56 - j25
0,81 - j5,91
7,595 - j0,435
8,405 - j5,475
59,387 - j16,435
1
2
46,825 - j12,475
A
B
66,98 - j16
38,42 - j7

h



C
100
3
39,27
78,54
78,54
E
100
1
2
100
A
B
38,42 - j7

d

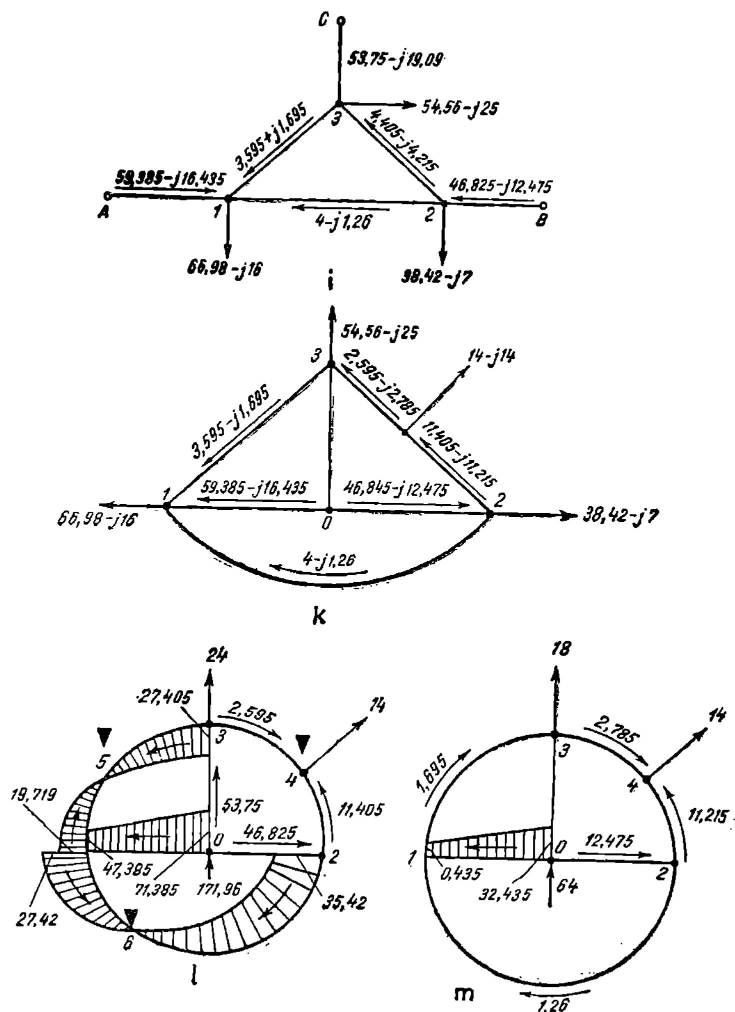


Fig. 2.2.18. Schema electrică a unei rețele buclate și principalele etape de transfigurare pentru calculul circulației de curenți și a căderilor de tensiune.

În continuare, se transfigurează triunghiul *1, 2, 3* într-o stea (fig. 2.2.18, *d*) ale cărei laturi au lungimile respectiv:

$$l_{1E} = l_{2E} = \frac{314,16 \cdot 157,08}{157,08 + 157,08 + 314,16} = 78,54 \text{ m};$$

$$l_{3E} = \frac{157,08 \cdot 157,08}{157,08 + 157,08 + 314,16} = 39,27 \text{ m}.$$

Se aruncă sarcinile la extremitățile laturilor și rezultă (fig. 2.2.18, *e*):

$$\underline{I}_{1A} = (66,98 - \text{j } 16)\frac{78,54}{100 + 78,54} = (29,46 - \text{j } 7,04) \text{ A};$$

$$\underline{I}_{2B} = (38,42 - \text{j } 7)\frac{78,54}{100 + 78,54} = (16,9 - \text{j } 3,08) \text{ A};$$

$$\underline{I}_{3C} = (54,56 - \text{j } 25)\frac{39,27}{100 + 39,27} = (15,38 - \text{j } 7,05) \text{ A};$$

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{1E} + \underline{I}_{2E} + \underline{I}_{3E} = (98,22 - \text{j } 30,83) \text{ A}.$$

Se compun laturile cu tensiuni egale la capete (*EA*) și (*EB*) și rezultă o rețea alimentată de la două capete (fig. 2.2.18, *f*) în care:

$$L_{DE} = \frac{l_{AE} \cdot l_{BE}}{l_{AE} + l_{BE}} = \frac{l_{AE}}{2} = \frac{178,54}{2} = 89,27 \text{ m}.$$

Se calculează curenții injectați la capete și se determină circulația de curenți în rețeaua din figura 2.2.18, *f*:

$$\underline{I}_D = \frac{139,27(98,22 - \text{j}30,83)}{139,27 + 89,27} = (59,85 - \text{j } 18,79) \text{ A};$$

$$\underline{I}'_C = \frac{89,27(98,22 - \text{j}30,83)}{139,27 + 89,27} = (38,37 - \text{j } 12,04) \text{ A}.$$

Se realizează în continuare repartiția curenților urmărindu-se în ordine inversă etapele transformărilor (fig. 2.2.18, *g, h, i, k*) pînă la rețeaua inițială. Se ține seamă de sarcinile aruncate la noduri, iar la transfigurarea stea-triunghi de relațiile:

$$\underline{I}_{12} \cdot l_{12} + \underline{I}_{2E} \cdot l_{2E} + \underline{I}_{E1} \cdot l_{E1} = 0;$$

$$\underline{I}_{23} \cdot l_{23} + \underline{I}_{3E} \cdot l_{3E} + \underline{I}_{E2} \cdot l_{E2} = 0,$$

scrise pe baza teoremei a II-a a lui Kirchhoff pentru rețele omogene din care rezultă: $\underline{I}_{12} = -(4 - \text{j } 1,26)$ A; $\underline{I}_{23} = (4,405 - \text{j } 4,215)$ A; $\underline{I}_{31} = (3,595 + \text{j } 1,695)$ A.

Revenind la rețeaua inițială se construiește diagrama repartiției curenților activi și reactivi (fig. 2.2.18, *l, m*), de unde se determină punctele de întîlnire (*4, 5, 6*). Se calculează distanțele pînă la punctele de separație *5* și *6*:

$$l_{A5} = \frac{19,719}{0,3} = 65,73 \text{ m}; \quad l_{53} = \frac{27,405}{0,3} = 91,35 \text{ m};$$

$$l_{18} = \frac{27,42}{0,2} = 137,1 \text{ m}; \quad l_{62} = \frac{35,42}{0,2} = 177,06 \text{ m}.$$

c) Se calculează căderea admisibilă de tensiune şi partea reactivă a acesteia corespunzătoare celor trei puncte de întîlnire :

$$\Delta U_{ad} = \frac{5}{100} \cdot 380 = 19 \text{ V};$$

$$(\Delta X_r)_{024} = 3 \cdot 0{,}35\left(0{,}1 \cdot 12{,}475 + \frac{0{,}15708}{2} \cdot 11{,}215\right) \approx 1{,}3 \text{ V};$$

$$(\Delta X_r)_{015} = 3 \cdot 0{,}35\left(0{,}1 \cdot \frac{32{,}435 + 0{,}435}{2} + 0{,}06573 \cdot 1{,}695\right) \approx 1 \text{ V};$$

$$(\Delta U_r)_{016} = 3 \cdot 0{,}35\left(0{,}1 \cdot \frac{32{,}435 + 0{,}435}{2} - 0{,}1371 \cdot 1{,}26\right) \approx 0{,}9 \text{ V}.$$

Se calculează secţiunea reţelei corespunzătoare celor trei situaţii şi rezultă respectiv :

$$s_4 = \frac{\sqrt{3}}{33} \frac{100 \cdot 46{,}825 + \frac{157{,}08}{2} \cdot 11{,}405}{19 - 1{,}3} = 16{,}52 \text{ mm}^2;$$

$$s_5 = \frac{\sqrt{3}}{33} \frac{100 \frac{71{,}385 + 47{,}385}{2} + 65{,}73 \frac{19{,}719}{2}}{19 - 1} = 19{,}18 \text{ mm}^2;$$

$$s_6 = \frac{\sqrt{3}}{33} \frac{100 \frac{71{,}385 + 47{,}385}{2} + 137{,}1 \frac{27{,}42}{2}}{19 - 0{,}9} = 22{,}64 \text{ mm}^2.$$

Se observă că secţiunea maximă de calcul se obţine pentru situaţia în care punctul de întîlnire este *6*, ceea ce înseamnă că acesta este punctul cu cea mai scăzută tensiune din reţea.

Se alege un conductor cu secţiunea de 25 mm².

Aplicaţia 2.2.19. Postul de transformare al unei secţii din cadrul unei întreprinderi industriale este alimentat printr-un cablu cu conductoare de aluminiu şi secţiunea de 95 mm² dintr-un punct de alimenrare (fig. 2.2.19, *a*). Se cunosc : tensiunea $U_0 = 10{,}7$ kV şi puterea aparentă $S_0 = (900 + \text{j } 300)$ kVA pe barele punctului de alimentare.

Ştiind că postul de transformare este dotat cu două transformatoare de cîte 1 600 kVA, 10/10,4 kV (unul fiind în rezervă) şi că tensiunea dorită pe barele de j.t. este $X_{d2} = 395$ V, să se determine priza pe care trebuie să funcţioneze, precum şi puterile debitate în secundar.

REZOLVARE :

Se calculează parametrii schemei electrice echivalente a ansamblului cablu-post de transformare.

Pentru cablul dat, din [1] rezultă $r_0 = 0{,}306$ Ω/km şi $x_0 = 0{,}09$ Ω/km, cu care se determină rezistenţa şi reactanţa totală a cablului.

$$R_c = 0{,}8 \cdot 0{,}306 = 0{,}245 \ \Omega; \ X_c = 0{,}8 \cdot 0{,}09 = 0{,}072 \ \Omega.$$

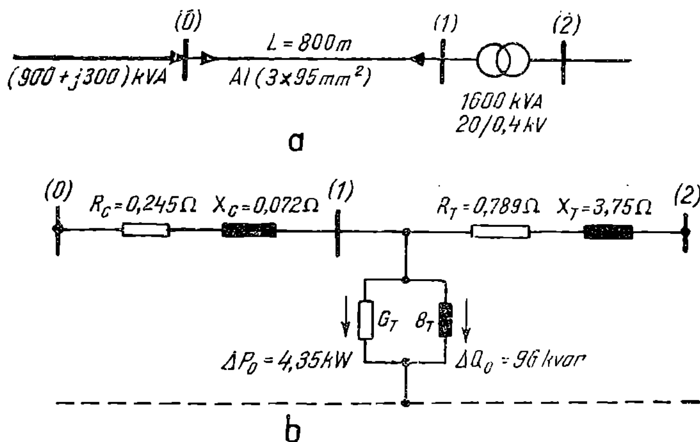


Fig. 2.2.19. Schema postului de transformare :
a — schema generală ; *b* — schema electrică echivalentă.

Transformatoarele din post au următoarele date nominale : $u_{sc} = 6\%$, $i_0 = 1{,}7\%$, $\Delta P_{sc} = 20{,}2$ kW, $\Delta P_0 4{,}35$ kW, reglaj $\pm 5\%$ [1].

Se calculează valorile parametrilor schemei electrice echivalente în (fig. 2.2.19, *b*) raportaţi la primar (înaltă tensiune) :

$$R_T = \Delta P_{sc} \frac{U_n^2}{S_n^2} 10^3 = 20{,}2 \frac{10^2}{1\,600^2} 10^3 = 0{,}789 \quad \Omega \; ; \; X_T = \frac{u_{sc}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} 10^3 =$$

$$= \frac{6}{100} \frac{10^2}{1\,600} 10^3 = 3{,}75 \quad \Omega \; ;$$

$$G_T = \frac{\Delta P_0}{U_n^2} 10^{-3} = \frac{4{,}35}{10^2} 10^{-3} = 4{,}46 \cdot 10^{-3} \quad \text{S} \; ; \quad B_T = \frac{i_0}{100} \frac{S_n}{U_n^2} 10^{-3} =$$

$$= \frac{1{,}7}{100} \frac{1\,600}{10^2} 10^{-3} = 272 \cdot 10^{-3} \quad \text{S}.$$

Se calculează pierderile de tensiune şi putere pe cablul de alimentare :

$$\Delta U_c = \Delta X_{01} = \frac{R_c \cdot P_0 + X_c \cdot Q_0}{U_0} = \frac{0{,}245 \cdot 900 + 0{,}072 \cdot 300}{10{,}7} \cdot 10^{-3} = 0{,}023 \quad \text{kV} \; ;$$

$$\Delta P_c = \Delta P_{01} = R_C \frac{P_0^2 + Q_0^2}{U_0^2} = 0{,}245 \frac{900^2 + 300^2}{10{,}7^2} 10^{-3} = 1{,}93 \quad \text{kW} \; ;$$

$$\Delta Q_c = \Delta_{01} = X_c \frac{P_0^2 + Q_0^2}{U_0^2} = 0{,}072 \frac{900^2 + 300^2}{10{,}7^2} 10^{-3} = 0{,}57 \quad \text{kVar}.$$

Tensiunea şi puterile activă şi reactivă pe barele de înaltă tensiune ale postului de transformare sînt :

$$U_1 = U_0 - \Delta U_{01} = 10{,}7 - 0{,}023 = 10{,}677 \quad \text{kV} \; ;$$

$$P_1 = P_0 - \Delta P_{01} = 900 - 1{,}93 = 898{,}07 \quad \text{kW} \; ;$$

$$Q_1 = Q_0 - \Delta Q_{01} = 300 - 0{,}57 = 299{,}43 \quad \text{kvar}.$$

Se calculează pierderile de tensiune şi putere în transformator:

$$\Delta U_T = \Delta U_{12} = \frac{R_T(P_1 - \Delta P_0) + X_T(Q_1 - \Delta Q_0)}{U_1} =$$

$$= \frac{0{,}789(898{,}07 - 4{,}35) + 3{,}75(299{,}43 - 27{,}2)}{10{,}677} 10^{-3} = 0{,}162 \text{ kV};$$

$$\Delta P_T = \Delta P_{12} = R_T \frac{(P_1 - \Delta P_0)^2 + (Q_1 - \Delta Q_0)^2}{U_1^2} =$$

$$= 0{,}789 \frac{(898{,}07 - 4 \cdot 35)^2 + (299{,}43 - 27{,}2)^2}{10{,}677^2} 10^{-3} = 6{,}04 \text{ kW};$$

$$Q_T = \Delta Q_{12} = X_T \frac{(P_1 - \Delta P_0)^2 + (Q_1 - \Delta Q_0)^2}{U_1^2} =$$

$$= 3{,}75 \frac{(898{,}07 - 4{,}35)^2 + (299{,}43 - 27{,}2)^2}{10{,}677^2} 10^{-3} = 28{,}72 \text{ kvar};$$

unde s-a considerat

$$\Delta Q_0 = \frac{i_0}{100} S_n = \frac{1{,}7}{100} 1\,600 = 27{,}2 \text{ kvar.}$$

Cu aceste valori rezultă tensiunea (raportată) şi puterile la barele de joasă tensiune ale postului:

$$(U_2)_{rap} = U_1 - \Delta U_{12} = 10{,}677 - 0{,}162 = 10{,}515 \text{ kV};$$

$$P_2 = P_1 - \Delta P_0 - \Delta P_{12} = 898{,}07 - 4 \cdot 35 - 6{,}04 = 887{,}68 \text{ kW};$$

$$Q_2 = Q_1 - \Delta Q_2 - \Delta Q_{12} = 299{,}43 - 27{,}2 - 28{,}72 = 244{,}51 \text{ kvar.}$$

În continuare se calculează tensiunea pe o priză a transformatorului (2.1.52):

$$\Delta U_p = \frac{5}{100} \cdot U_n = \frac{5}{100} \cdot 10 = 0{,}5 \text{ kV.}$$

Priza necesară pentru funcţionarea în condiţiile dorite se calculează din relaţia (2.1.51):

$$\frac{10{,}515 \text{ kV}}{0{,}395 \text{ kV}} = \frac{(10 + n \cdot 0{,}5) \text{ kV}}{0{,}4 \text{ kV}}$$

Rezultă $n = +1{,}3$. Se alege priza $n' = +1$ şi se calculează tensiunea reală la barele de joasă tensiune ale postului înlocuind în relaţia (2.1.51):

$$\frac{10{,}515 \text{ kV}}{(U_2)_{real}} = \frac{(10 + 1 \cdot 0{,}5) \text{ kV}}{0{,}4 \text{ kV}}$$

Rezultă tensiunea reală $(U_2)_{real} = 0{,}4$ kV, abaterea faţă de tensiunea dorită fiind de numai 1,2%.

Aplicaţia 2.2.20. Un combinat metalurgic este alimentat din sistemul electroenergetic printr-o linie aeriană de 110 kV dublu circuit (fig. 2.2.20, *a*). Se cere să se calculeze prizele la transformatoarele din staţia de transformare

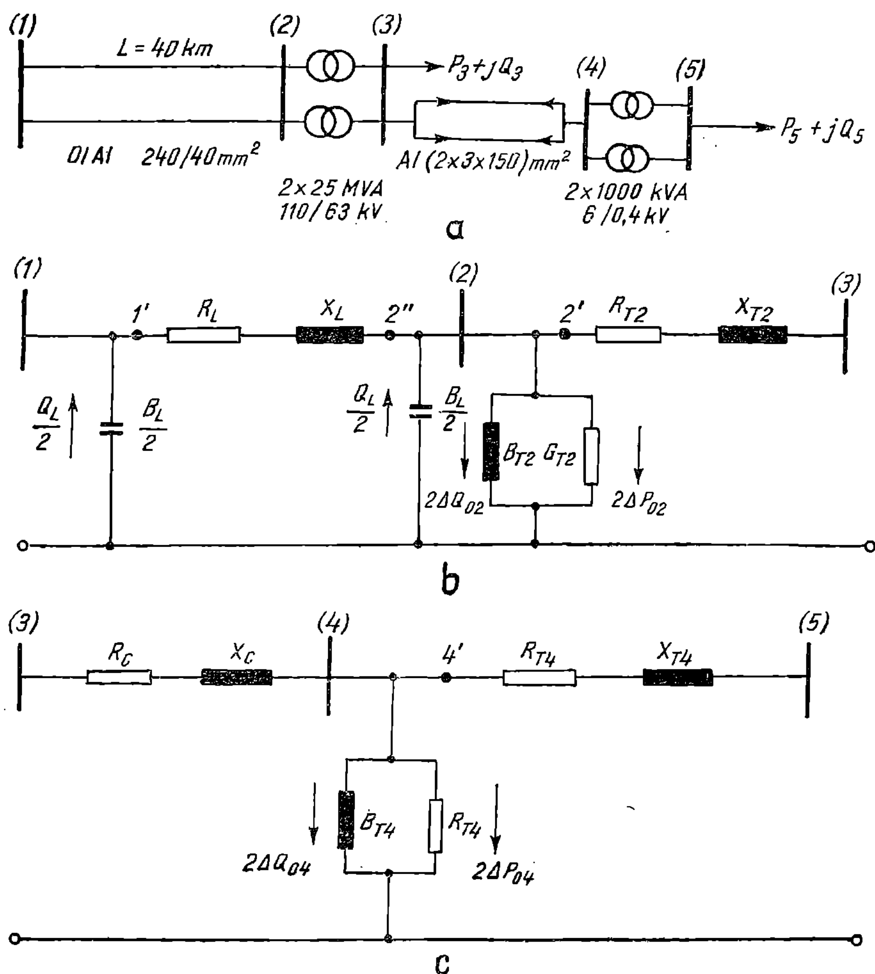


Fig. 2.20. Alimentarea cu energie electrică a întreprinderii :
a — schema generală ; *b*, *c* — schemele electrice echivalente de calcul.

a combinatului şi la unul din posturile de transformare din cadrul unei secţii, în două regimuri distincte de funcţionare şi anume :

A) Sarcina maximă, pentru care se cunosc $P_{3\,max} = 51{,}6$ MW, $Q_{3\,max} = 23{,}33$ Mvar, $U_{1\,max} = 118$ kV, $(U_{3d})_{max} = 6{,}2$ kV ; $(U_{5d})_{max} = 0{,}4$ kV ; $P_{5\,max} = 1{,}615$ MW ; $Q_{5\,max} = 1{,}69$ Mvar.

B) Sarcina minimă, pentru care se cunosc : $P_{3\,min} = 21{,}6$ MW ; $Q_{3\,min} = 5{,}1$ Mvar ; $U_{1\,min} = 115$ kV ; $(U_{3d})_{min} = 6{,}05$ kV ; $(U_{5d})_{min} = 0{,}39$ kV ; $P_{5\,min} = 1{,}04$ MW ; $Q_{5\,min} = 0{,}572$ Mvar.

Se cunosc de asemenea datele nominale pentru

a) Linia de transport

$r_0 = 0{,}124\ \Omega/\text{km}$; $x_0 = 0{,}4\ \Omega/\text{km}$; $B_0 = 2{,}6 \cdot 10^{-6}$ S/km ; $L = 40$ km.

b) Transformatoarele din stația combinatului

$S_n = 25$ MVA ; 110/6,3 kV ; $u_{sc} = 11\%$; $i_0 = 1\%$; $\Delta P_{sc} = 130$ kW ; $\Delta P_0 =$
$= 30$ kW ; reglaj *I*.T. $\pm 9 \times 1{,}78\%$.

c) Cablul de alimentare al postului de transformare

$r_0 = 0{,}194\ \Omega/\text{km}$; $x_0 = 0{,}1\ \Omega/\text{km}$; $L = 0{,}9$ km.

d) Transformatoarele din postul de transformare

$S_n = 1\,000$ kVA ; 6/0,4 kV ; $u_{sc} = 6\%$; $i_0 = 2\%$; $\Delta P_{sc} = 13{,}5$ kW, $\Delta P_0 =$
$= 2{,}7$ kW ; reglaj I.T. $\pm 5\%$.

REZOLVARE :

Pentru fiecare regim de funcționare, calculul se face în două etape distincte și anume :

1) reglaj de tensiune în stația de transformare ;

2) reglaj de tensiune în postul de transformare.

Pentru prima etapă se calculează elementele schemei electrice echivalente linie-stația, raportate la 110 kV (fig. 2.2.20, *b*). Acestea sînt :

$$R_L = \frac{1}{2} \cdot r_0 L = \frac{1}{2} \cdot 0{,}124 \cdot 40 = 2{,}48\ \ \Omega\ ;$$

$$X_L = \frac{1}{2} \cdot x_0 L = \frac{1}{2} \cdot 0{,}4 \cdot 40 = 8\ \ \Omega\ ;$$

$$B_L = 2 B_0 L = 2 \cdot 26 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 2{,}08 \cdot 10^{-4}\ \text{S};$$

$$R_{T2} = \frac{1}{2}\ \frac{\Delta P_{sc} \cdot U_n^2}{S_n^2} = \frac{1}{2}\ \frac{260 \cdot 110^2}{2(63\,000)^2}\ 10^3 = 0{,}396\ \ \Omega\ ;$$

$$X_{T2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{u_{sc}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{1}{2} \cdot \frac{12}{100} \cdot \frac{110^2}{63} = 11{,}52\ \ \Omega.$$

Pierderile de putere reactivă la mers în gol în transformatoarele stației

$$\Delta Q_{02} = 2\,\frac{i_0}{100} \cdot S_n = 2 \cdot \frac{1}{100} \cdot 63 = 1{,}26\ \text{Mvar}.$$

A) *Regim de sarcină maximă.*

1) R e g l a j d e t e n s i u n e î n s t a ț i a d e t r a n s f o r m a r e

Este necesar să se determine tensiunea la barele stației de transformare în acest regim. Se cunsoc tensiunea la începutul liniei și puterile în stația de transformare. Pentru a calcula cu o precizie suficient de mare căderile de tensiune în linie și în transformatoare se efectuează un calcul iterativ.

Se alege ca tensiune de calcul $U_{3max}^{(0)} = 110$ kV. Se calculează pierderile de putere în transformatoare :

$$\Delta P_{Tmax}^{(0)} = \Delta P_{32'max}^{(0)} = R_{T2}\,\frac{P_{3max}^2 + Q_{3max}^2}{(U_{3max}^{(0)})^2} = 0{,}396\ \frac{51{,}6^2 + 23{,}33^2}{110^2} = 0{,}105\ \text{MW};$$

$$\Delta Q_{Tmax}^{(0)} = \Delta Q_{32'max}^{(0)} = X_{T2}\,\frac{P_{3max}^2 + Q_{3max}^2}{(U_{3max}^{(0)})^2} = 11{,}52\ \frac{51{,}6^2 + 23{,}33^2}{110^2} = 3{,}053\ \text{Mvar}.$$

Ținînd seama și de pierderile la mers în gol rezultă :

$$P_{2max}^{(0)} = P_{3\ max} + \Delta P_{32'}^{(0)} + 2\Delta P_{02} = 51{,}6 + 0{,}105 + 2\cdot 0{,}06 = 51{,}825\ \text{MW};$$

$$Q_{2\ max}^{(0)} = Q_{3\ max} + \Delta Q_{32'}^{(0)} + 2\cdot \Delta Q_{02} = 23{,}33 + 3{,}053 + 1{,}26 = 27{,}613\ \text{Mvar}.$$

Se calculează căderea de tensiune pe transformatoare :

$$\Delta U_{T\ max}^{(0)} = \Delta U_{32'\ max}^{(0)} = \frac{R_{T2}\cdot P_{3\ max} + X_{T2} Q_{3\ max}}{U_{3\ max}^{(0)}} =$$

$$= \frac{0{,}396\cdot 51{,}6 + 11{,}52\cdot 23{,}33}{110} = 2{,}63\ \text{kV}$$

Rezultă tensiunea în punctul 2 :

$$X_{2\ max}^{(0)} = U_{3\ max}^{(0)} + \Delta U_{32'max}^{(0)} = 110 + 2{,}63 = 112{,}63\ \text{kV}.$$

Se calculează aportul capacitiv al liniei în punctul $2''$:

$$\frac{\Delta Q_{L2''}^{(0)}}{2} = \frac{1}{2} B_L (U_{2\ max}^{(0)})^2 = \frac{1}{2}\cdot 2{,}08\cdot 10^{-4}\cdot 112{,}63^2 = 1{,}32\ \text{Mvar}.$$

Se face bilanțul puterilor în punctul $2''$ și se ține seama de aportul capacitiv al liniei. Rezultă :

$$P_{2''\ max}^{(0)} = P_{2\ max}^{(0)}$$

$$Q_{2''\ max}^{(0)} = Q_{2\ max}^{(0)} - \frac{\Delta Q_{L2''}}{2} = 27{,}613 - 1{,}32 = 26{,}923\ \text{Mvar}.$$

Se calculează pierderile de putere pe linie :

$$\Delta P_{L\ max}^{(0)} = \Delta P_{2''1'\ max}^{(0)} = R_L \frac{(P_{2''\ max}^{(0)})^2 + (Q_{2''\ max}^{(0)})^2}{(U_{2\ max}^{(0)})^2} =$$

$$= 2{,}48\ \frac{51{,}825^2 + 26{,}293^2}{112{,}63^2} = 0{,}66\ \text{MW};$$

$$\Delta Q_{L\ max}^{(0)} = \Delta Q_{2''1'\ max}^{(0)} = X_L \frac{(P_{2''\ max}^{(0)})^2 + (Q_{2''\ max}^{(0)})^2}{(U_{2\ max}^{(0)})^2} =$$

$$= 8\ \frac{51{,}825^2 + 26{,}293^2}{112{,}63^2} = 2{,}13\ \text{Mvar}.$$

Se calculează căderea de tensiune pe linie și tensiunea la începutul liniei

$$\Delta U_{L\ max}^{(0)} = \Delta U_{2''1'\ max}^{(0)} = \frac{R_L P_{2''\ max}^{(0)} + X_L\cdot Q_{2''\ max}^{(0)}}{U_{2\ max}^{(0)}} = \frac{2{,}48\cdot 51{,}825 + 8\cdot 26{,}293}{112{,}63} = 3\ \text{kV}$$

$$X_{1'\ max}^{(0)} = U_{2'\ max}^{(0)} + \Delta U_{2''1'}^{(0)} = 112{,}63 + 3 = 115{,}63\ \text{kV}$$

Se calculează aportul capacitiv al liniei în punctul $1'$:

$$\frac{\Delta Q_{L1'}^{(0)}}{2} = \frac{1}{2} B_L (U_{1'\ max}^{(0)})^2 = \frac{1}{2}\cdot 2{,}08\cdot 10^{-4}\cdot 115{,}63^2 = 1{,}39\ \text{Mvar}.$$

Se determină în acest fel puterea activă și reactivă la începutul liniei în regim de sarcină maximă:

$$P_{1\,max}^{(0)} = P_{2''\,max}^{(0)} + \Delta P_{2''\,1'\,max}^{(0)} = 51{,}825 + 0{,}66 = 52{,}485 \text{ MW};$$

$$Q_{1\,max}^{(0)} = Q_{1'\,max}^{(0)} - \frac{\Delta Q_{L1'}}{2} = Q_{2''\,max}^{(0)} + \Delta Q_{2''\,1'\,max} - \frac{\Delta Q_{L1'}}{2} = 26{,}293 +$$
$$+ 2 \cdot 13 - 1{,}39 = 27{,}033 \text{ Mvar}.$$

Se calculează căderea de tensiune pe linie:

$$\Delta X_{L\,max}^{(1)} = \Delta U_{12\,max}^{(1)} = \frac{R_L \cdot P_{1\,max}^{(0)} + X_L \cdot Q_{1max}^{\prime(0)}}{U_{1\,max}} = \frac{2{,}48 \cdot 52{,}485 + 8 \cdot 28{,}423}{118} = 3{,}03 \text{ kV}.$$

Tensiunea în punctul (2) al schemei echivalente este:

$$X_{2\,max}^{(1)} = U_{1\,max} - \Delta U_{12\,max}^{(1)} = 118 - 3{,}03 = 114{,}97 \text{ kV}.$$

Căderea de tensiune în transformatoare este:

$$\Delta U_{T\,max}^{(1)} = \Delta U_{23\,max}^{(1)} = \frac{R_T \cdot P_{2'\,max}^{(0)} + X_{T2}' Q_{2'\,max}^{(0)}}{U_{2\,max}^{(1)}} =$$

$$= \frac{0{,}396 \cdot 51{,}705 + 11{,}52 \cdot 26{,}383}{114{,}96} = 2{,}82 \text{ kV}.$$

S-a determinat astfel tensiunea raportată de pe barele (3) ale stației $U_{3\,max}^{(1)} = 114{,}96 - 2{,}82 = 112{,}14$ kV.

Se reface integral calculul pierderilor de putere pornind de la această nouă valoare a tensiunii și rezultă:

$$\Delta P_{T\,max}^{(1)} = \Delta P_{32'\,max} = 0{,}1 \text{ MW}; \quad \Delta Q_{T\,max}^{(1)} = \Delta Q_{32'\,max}^{(1)} = 2{,}93 \text{ Mvar};$$

$$P_{2\,max}^{(1)} = 31{,}82 \text{ MW}; \quad Q_{2\,max}^{(1)} = 27{,}86 \text{ Mvar};$$

$$P_{2''\,max}^{(1)} = 51{,}82 \text{ MW}; \quad Q_{2''\,max}^{(1)} = 26{,}6 \text{ Mvar};$$

$$\Delta P_{L\,max}^{(1)} = \Delta P_{2''1'\,max}^{(1)} = 0{,}663 \text{ MW}; \quad \Delta Q_{L\,max}^{(1)} = \Delta Q_{2''1'\,max}^{(1)} =$$
$$= 2{,}14 \text{ Mvar};$$

$$P_{1\,max}^{(1)} = 52{,}483 \text{ MW}; \quad Q_{1\,max}^{(1)} = 27{,}48 \text{ Mvar}.$$

Se calculează căderile de tensiune în ansamblul linie-stație și rezultă:

$$\Delta X_{L\,max}^{(2)} = \Delta U_{12\,max}^{(2)} = 3{,}05 \text{ kV}; \quad U_{2\,max}^{(2)} = 114{,}95 \text{ kV};$$

$$\Delta X_{T\,max}^{(2)} = \Delta U_{23\,max}^{(2)} = 3{,}05 \text{ kV}; \quad U_{3\,max}^{(2)} = 111{,}9 \text{ kV}.$$

Se observă că diferența între cele două valori succesiv obținute ale tensiunii este sub 1% și calculul poate fi considerat suficient de precis.

În continuare se calculează tensiunea pe o priză a transformatorului (relația (2.1.52)):

$$\Delta U_{p2} = \frac{1{,}78}{100} \cdot 110 = 1{,}96 \text{ kV}.$$

Se aplică relația (2.1.51) și rezultă:

$$\frac{111{,}9}{6{,}2 \text{ kV}} = \frac{(110 + n \cdot 1{,}96) \text{ kV}}{6{,}3 \text{ kV}}; \quad n_2 = 1{,}9.$$

Se alege priza $n'_2 = +2$ și se calculează tensiunea reală în secundar din aceeași relație

$$\frac{111,9}{(U_{3\ max})_{real}} = \frac{110 + 2\cdot 1,96}{6,3}\ ;\ (U_{3\ max})_{real} = 6,19\ \text{kV}.$$

Diferența dintre tensiunea dorită și cea reală este sub 1%, adică mai mică decît diferența admisibilă (10 %).

2) Reglaj de tensiune în postul de transformare

Se calculează elementele schemei electrice echivalente, raportate la 6 kV (fig. 2.2.20, *c*).

$$R_c = \frac{1}{2} r_0 L = \frac{1}{2} 0,194\cdot 0,9 = 0,0873\ \ \Omega\ ;$$

$$X_c = \frac{1}{2} x_0 L = \frac{1}{2} 0,1\cdot 0,9 = 0,045\ \ \Omega\ ;$$

$$R_{T4} = \frac{1}{2}\,\frac{\Delta P_{sc} U_n^2}{S_n^2} = \frac{1}{2}\cdot\frac{13,5\cdot 6^2}{1\,000^2}\cdot 10^3 = 0,243\ \ \Omega\ ;$$

$$X_{T4} = \frac{1}{2}\,\frac{U_n}{100}\cdot\frac{U_n^2}{S_n} = \frac{1}{2}\,\frac{6}{100}\cdot\frac{6^2}{100} = 1,08\ \Omega\ ;$$

$$\Delta Q_0 = \frac{i_0}{100}\cdot S_n = \frac{2}{100}\cdot 1\,000 = 20\ \text{kvar}\ ;$$

Se calculează pierderile de putere în transformatoare și în cablu, considerînd $U_{5\ max}^{(0)} = 6,1$ kV

$$\Delta P_{T\ max}^{(0)} = \Delta P_{54'\ max}^{(0)} = R_{T4}\frac{P_{5max}^2 + Q_{5\ max}^2}{(U_{5\ max}^{(0)})^2} = 0,243\,\frac{1,615^2 + 1,69^2}{6,1^2} = 0,036\ \text{MW};$$

$$\Delta Q_{T\ max}^{(0)} = \Delta Q_{54'\ max}^{(0)} = X_{T4}\frac{P_{5\ max}^2 + Q_{5\ max}^2}{(U_{5\ max}^{(0)})^2} = 1,8\,\frac{1,615^2 + 1,69}{6,1^2} = 1,059\ \text{Mvar}\ ;$$

$$P_{4'\ max}^{(0)} = P_{5\ max} + \Delta P_{54'\ max}^{(0)} = 1,615 + 0,036 = 1,651\ \text{MW}\ ;$$

$$Q_{4'\ max}^{(0)} = Q_{5\ max} + \Delta Q_{54'\ max} = 1,69 + 0,159 = 1,849\ \ \text{Mvar}\ ;$$

$$P_{4\ max}^{(0)} = P_{4'\ max}^{(0)} + 2\cdot\Delta P_{04} = 1,651 + 2\cdot 0,0027 = 1,656\ \ \text{MW}\ ;$$

$$Q_{4\ max}^{(0)} = Q_{4'\ max}^{(0)} + 2\cdot\Delta Q_{04} = 1,849 + 2\cdot 0,02 = 1,889\ \ \text{Mvar}\ ;$$

$$U_{T\ max}^{(0)} = \Delta U_{54\ max}^{(0)} = \frac{R_{T4}P_{5max} + X_{T4}Q_{5max}}{U_{5\ max}^{(0)}} = \frac{0,243\cdot 1,615 + 1,08\cdot 1,69}{6,1} = 0,363\ \ \text{kV}\ ;$$

$$U_{4\ max}^{(0)} = U_{5\ max}^{(0)} - \Delta U_{54\ max}^{(0)} = 6,1 - 0,363 = 5,73\ \ \text{kV}\ ;$$

$$\Delta P_{c\ max}^{(0)} = \Delta P_{43\ max}^{(0)} = R_c\frac{(P_{4\ max}^{(0)})^2 + (Q_{4\ max}^{(0)})^2}{(U_{4\ max}^{(0)})^2} = 0,0873\,\frac{1,656^2 + 1,889^2}{5,737^2} = 0,017\ \ \text{MW}\ ;$$

$$\Delta Q_{c\ max}^{(0)} = \Delta Q_{43\ max}^{(0)} = X_c\frac{(P_{4\ max}^{(0)})^2 + (Q_{4\ max})^2}{(U_{4\ max}^{(0)})^2} = 0,045\,\frac{1,656^2 + 1,889^2}{5,737^2} = 0,009\ \ \text{Mvar}.$$

Rezultă puterile active şi reactive pe plecarea în cablu.

$$P^{(0)}_{3\,max} = 1,673 \text{ MW} ; \; Q^{(0)}_{3\,max} = 1,898 \text{ Mvar}.$$

Se calculează căderile de tensiune în cablu şi în transformatoarele postului

$$\Delta U^{(1)}_{c\,max} = \Delta U^{(1)}_{34\,max} = \frac{R_c \cdot P^{(0)}_{1\,max} + X_c \cdot Q^{(0)}_{1\,max}}{(U_{3\,max})_{real}} =$$

$$= \frac{0,0873 \cdot 1.673 + 0,045 \cdot 1,898}{6,19} = 0,04 \text{ kV} ;$$

$$U^{(1)}_{4\,max} = (U_{3\,max})_{real} - \Delta U^{(1)}_{34\,max} = 6,19 - 0,04 = 6,15 \text{ kV} ;$$

$$\Delta U^{(1)}_{T\,max} = \Delta U^{(1)}_{4'5\,max} = \frac{R_{T4} \cdot P^{(0)}_{4'\,max} + X_{T4} \cdot Q_{4'\,max}}{U^{(1)}_{4\,max}} =$$

$$= \frac{0,243 \cdot 1,651 + 1,08 \cdot 1,849}{6,15} = 0,39 \text{ kV} ;$$

$$U^{(1)}_{5\,max} = U^{(1)}_{4\,max} - \Delta U^{(1)}_{4'5\,max} = 6,15 - 0,39 = 5,76 \text{ kV}.$$

Se reia calculul pierderilor de putere pornind de la această valoare a tensiunii şi rezultă :

$$\Delta P^{(1)}_{T\,max} = \Delta P^{(1)}_{54'\,max} = 0,04 \text{ kW} ; \; \Delta Q^{(1)}_{T\,max} = \Delta Q^{(1)}_{54'\,max} = 0,178 \text{ Mvar} ;$$

$$P^{(1)}_{4'\,max} = 1,655 \text{ MW} ; \; Q^{(1)}_{4'\,max} = 1.868 \text{ Mvar} ;$$

$$P^{(1)}_{4\,max} = 1,66 \text{ MW} ; \; Q^{(1)}_{4\,max} = 1,908 \text{ Mvar} ;$$

$$\Delta P^{(1)}_{c\,max} = \Delta P^{(1)}_{43\,max} = 0,018 \text{ MW} ; \; \Delta Q^{(1)}_{c\,max} = \Delta Q^{(1)}_{43\,max} = 0,01 \text{ Mvar} ;$$

$$P^{(1)}_{1\,max} = 1,678 \text{ MW} ; \; Q^{(1)}_{1\,max} = 1,918 \text{ Mvar}.$$

Se recalculează căderile de tensiune şi rezultă :

$$\Delta U^{(2)}_{c\,max} = \Delta U^{(1)}_{34\,max} = 0,04 \text{ kV} ; \quad U^{(1)}_{4\,max} = 6,15 \text{ kV} ;$$

$$\Delta U^{(2)}_{T\,max} = \Delta U^{(2)}_{4'5\,max} = 0,4 \text{ kV} ; \quad U^{(2)}_{5\,max} = 5,75, \text{ kV}.$$

Valorile tensiunii obţinute în cele două iteraţii succesive fiind foarte apropiate, se consideră rezultatul suficient de exact.

Se calculează tensiunea pe o priză a transformatorului :

$$\Delta U_{p4} = \frac{5}{100} \cdot 6 = 0,3 \text{ kV}.$$

Se aplică relaţia (2.1.51) şi rezultă :

$$\frac{5,75 \text{ kV}}{0,4 \text{ kV}} = \frac{(6 + n \cdot 0,3) \text{ kV}}{0,4 \text{ kV}} ; \quad n_4 = -0,83.$$

Se alege priza $n'_4 = -1$ şi se calculează tensiunea reală în secundar :

$$\frac{5,85 \text{ kV}}{(U_{5\,real})_{max}} = \frac{(6 - 1 \cdot 0,3) \text{ kV}}{0,4 \text{ kV}} ; \; (U_{5\,max})_{real} = 0,403 \text{ kV}.$$

Diferenţa dintre tensiunea dorită şi cea reală este practic neglijabilă.

B) *Regim de sarcină minimă*

1) R e g l a j d e t e n s i u n e î n s t a ţ i a d e t r a n s f o r m a r e

În urma calculelor efectuate, după acelaşi model, a rezultat după două iteraţii $U_{3\,min}^{(2)} = 111,86$ kV.

Se calculează priza la transformator

$$\frac{111,86 \text{ kV}}{6,05 \text{ kV}} = \frac{110 + n \cdot 1,96}{6,3 \text{ kV}}; \quad n_2 = 3,3$$

Se alege priza $n_4' = +3$ şi rezultă $(U_{3\,max})_{real} = 6,08$ kV.

2) R e g l a j d e t e n s i u n e î n p o s t u l d e t r a n s f o r m a r e

Tensiunea raportată de la barele (5) ale postului de transformare $U_{5\,min}^{(2)} = 5,42$ kV.

Se calculează priza la transformator

$$\frac{5,42 \text{ kV}}{0,39 \text{ kV}} = \frac{6 + n_4 \cdot 0,3}{0,4}; \quad n_4 = -1,47$$

Se alege priza $n_4' = -1$, iar tensiunea reală pe bara de joasă tensiune a postului este $(U_{5\,min})_{real} = 0,38$ kV.

Diferenţa faţă de valoarea dorită este de $-2,6\%$ şi se încadrează în normative.

Se mai observă că, în ambele regimuri, transformatoarele din post funcţionează pe aceeaşi priză ($n_4' = -1$).

Acest lucru se poate verifica şi din aplicarea relaţiei (2.1.53) :

$$\frac{(U_{2\,max})_{rap}}{(U_{d2})_{max}} = \frac{5,75 \text{ kV}}{0,4 \text{ kV}} = 14,375; \quad \frac{(U_{2\,min})_{rap}}{(U_{d2})_{min}} = \frac{5,42 \text{ kV}}{0,39 \text{ kV}} = 13,897.$$

BIBLIOGRAFIE

1. Iacobescu Gh., ş.a. **Reţele electrice.** Probleme, Bucurerti, E.D.P., 1977.
2. Iacobescu Gh., ş.a. **Reţele electrice,** Bucurerti, E.D.P., 1982.
3. Iordănescu, I., Iacobescu, Gh. **Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor** Bucureşti, E.D.P., 1979.
4. Iacobescu, Gh., Iordănescu, I., Tudose, M. **Reţele şi sisteme electricei** Bucurerti, E.D.P., 1979.
5. Bercovoci, M., Arie, A., Poeată, A. **Reţele electrice. Calcul electrici** Bucurerti, Editura Tehnică, 1974.
6. * * * **Normativ pentru proiectarea şi executarea reţelelor de cabluri electrice.** Prescripţie M.E.E. — PE 107-72.
7. * * * **Normativ pentru construcţia instalaţiilor electrice de conexiuni şi transformatoare cu tensiuni peste 1 kV** Prescripţie M.E.E. — PE 101-71.
8. * * * **Instrucţiuni privind determinarea secţiunii economice a conductoarelor în instalaţiile electrice de distribuţie de 1—110 kV.** Prescripţie MEE-PE 135-75.

3. PIERDERILE DE PUTERE SI ENERGIE ELECTRICĂ. COMPENSAREA ENERGIEI REACTIVE

3.1. INDICAȚII TEORETICE

Pierderile de putere și de energie electrică în rețelele electrice se datoresc, în cea mai mare parte, încălziri conductoarelor liniilor și transformatoarelor, precum și încălzirii miezului de fier al acestora din urmă.

Componenta activă a acestor pierderi este denumită și *consum propriu tehnologic* și prezintă importanță deosebită, deoarece puterea și energia activă fiind produse numai în centralele electrice, conduc la creșterea puterii instalate a centralelor și a consumului de combustibil.

Componenta reactivă a pierderilor de putere prezintă importanță prin faptul că existența acestora conduce la creșterea pierderilor de putere și energie activă.

Calculele care se fac în vederea determinării pierderilor au drept scop nu numai cunoașterea valorii acestora, ci mai ales reducerea lor.

În acest capitol se acordă atenție determinării pierderilor în liniile electrice aeriene și în cablu, preucm și în transformatoarele cu două înfășurări ca elemente componente de bază ale rețelelor electrice și încadrate în configurații radiale de rețea.

Determinarea pierderilor de putere și energie electrică în această formă se tratează simultan cu cea privind compensarea energiei reactive, cunoscută și sub denumirea de înbunătățire a factorului putere, datorită faptului că acțiunea de compensare constituie una dintre măsurile cele mai eficiente în privința reducerii pierderilor de putere și energie activă.

Importanța problemei compensării puterii reactive se datorește faptului că marea majoritate a receptoarelor electrice și, în primul rînd cele din industrie (motoarele asincrone și transformatoarele) au în regimurile de funcționare de durată un factor de putere redus. Aceste valori ale factorului de putere, denumit și *natural* întrucît corespunde situației de funcționare a receptoarelor fără a se lua nici-o măsură suplimentară, sînt în general mici (sub 0,6), ceea ce corespunde solicitării de către consumatori din sistemul energetic a unei puteri reactive mai mari decît cea activă cu peste 25%.

Acţiunea de compensare a puterii reactive este stimulată de întreprinderile furnizoare de energie electrice prin stabilirea unei valori minime pentru factorul de putere, denumit *neutral*, care, dacă nu este respectat de consumatori, se plăteşte o anumită penalizare.

Măsura cea mai larg utilizată pentru îmbunătăţirea factorului de putere, la cel mai mare număr de receptoare, constă în instalarea unor baterii de condensatoare în diferite puncte din instalaţiile de distribuţie.

Se deosebesc următoarele *tipuri de compensare*:

— *individual*, cînd bateria de condensatoare se instalează chiar lîngă receptorul de compensat;

— *de grup*, cînd bateria de condensatoare este instalată pentru un grup de receptoare de puteri mai mici;

— *centralizat*, bateria de condensatoare fiind instalată, în general, la barele de alimentare a unui mare număr de receptoare (un sector dintr-o întreprindere, o întreprindere, o zonă urbană etc.).

Se pot folosi şi combinaţii ale tipurilor de compensare menţionate.

Puterea bateriilor de condensatoare se recomandă să fie astfel calculată, încît să asigure realizarea factorului de putere neutral la punctul de decontare a energiei electrice consumate, în general, la nivelul întreprinderii. Puterea bateriilor de condensatoare instalate este necesar să fie justificată din punct de vedere tehnico-economic.

3.1.1. INFORMAŢIILE NECESARE PENTRU EFECTUAREA CALCULELOR TEHNICO-ECONOMICE

Pentru examinarea problemei compensării puterii reactive a consumatorilor dintr-un anumit contur (*A* — fig. 3.1.1) este necesar să se cunoască o serie de informaţii privind consumatorii şi instalaţiile de distribuţie din zona respectivă, pînă la un punct de referinţă *6* care, aşa cum s-a menţionat mai sus, este în general punctul de decontare a energiei electrice.

Astfel, în ceea ce priveşte consumatorii este necesar să se cunoască pentru cei cu puteri unitare mari (*1*) care sînt avuţi în vedere pentru compensare individuală, puterile maxime absorbite active sau aparente şi factorul de putere natural corespunzător, precum şi durata de utilizare a puterii maxime ; pentru consumatorii mai mici şi mai numeroşi, care pot fi grupaţi fie pe barele unor tablouri de alimentare, pe barele de 0,4 kV ale unor posturi de transformare sau pe barele de medie tensiune ale unor staţii intermediare de distribuţie (*2*, *3*) sau ale unor staţii de transformare, este necesar să se cunoască puterile maxime simultane, factorul de putere natural la barele respective, precum şi durata de utilizare a puterii maxime.

Pentru toate instalaţiile de distribuţie (linii electrice L_2, L_3, L_4, posturi şi staţii de transformare *ST*) existente în amonte de punctele unde sînt racordaţi consumatorii individuali sau în grup, este necesar să se cunoască toate caracteristicile electrice care influenţează pierderile de putere şi energie activă şi reactivă, precum şi configuraţia de funcţionare.

În cazul general, al grupării consumatorilor pe mai multe puncte, care în final sînt alimentate prin reţelele din amonte de la un nod central (*4*), este necesar să se indice şi coeficientul de simultaneitate K_S.

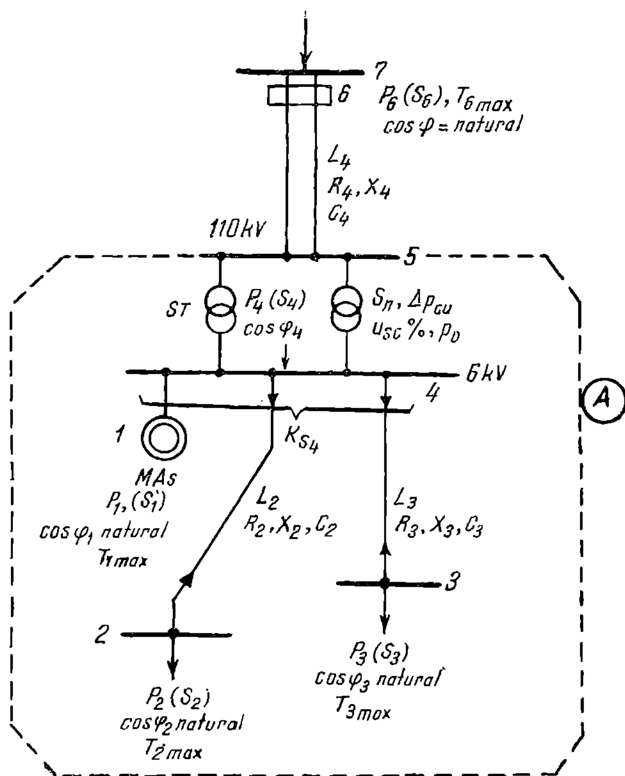


Fig. 3.1.1. Schema de principiu a unei rețele pentru alimentarea consumatorilor industriali.

Primele calcule care se fac au scopul ca, pornind de la puterile indicate pentru consumatori și calculînd pierderile de putere și de energie prin elementele schemei din amonte să stabilească, pentru regimul de funcționare fără compensare, puterile și factorul de putere în punctul *6*, unde se consideră că se efectuează măsurarea de către întreprinderea furnizoare a energiei electrice și unde factorul de putere trebuie să nu fie sub cel neutral.

3.1.2. CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ȘI ENERGIE ELECTRICĂ ÎN LINIILE ELECTRICE

Pierderile de putere activă se calculează cu expresia :

$$\Delta P_L[\text{kW}] = \frac{P^2[\text{kW}] + Q^2[\text{kvar}]}{U_n^2[\text{kV}]} \cdot R\,[\Omega]\,10^{-3} = \frac{P^2[\text{kW}]}{U_n^2[\text{kV}]\cos^2\varphi} \cdot R\,[\Omega]\,10^{-3} \qquad (3.1.1)$$

în care :

P și Q sînt puterile activă și reactivă la unul din capetele liniei ;
U_n — tensiunea nominală ;

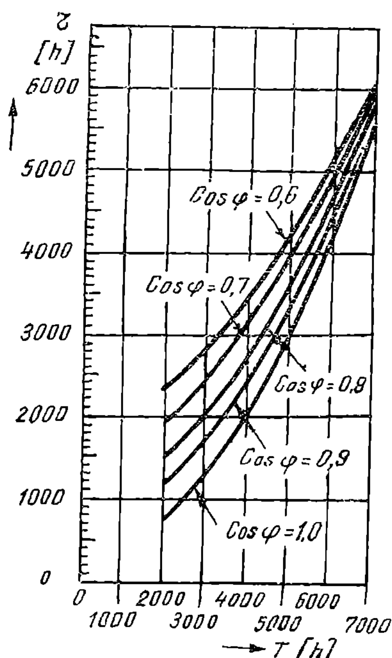


Fig. 3.1.2. Durata pierderilor maxime în funcție de durata de utilizare a puterii maxime .

R — rezistența liniei ;
$\cos\varphi$ — factorul de putere

Pierderile de putere reactivă pe linie :

$$\Delta Q_L\,[\text{kvar}] = \frac{P^2[\text{kW}] + Q^2[\text{kvar}]}{U_n^2\,[\text{kV}]}\cdot X\,[\Omega]\cdot 10^{-3} = \frac{P^2[\text{kW}]}{U^2[\text{kV}]\cos^2\varphi}\cdot X\,[\Omega]\,10^{-3} \qquad (3.1.2)$$

unde X este reactanța liniei.

Aportul capacitiv al liniei :

$$Q_c\,[\text{kvar}] = U_n^2[\text{kV}]\cdot C\omega\,[\text{S}]\cdot 10^3, \qquad (3.1.3)$$

unde :

C este capacitatea de serviciu (exploatare) a liniei ;

$\omega = 2\pi f$ = pulsația.

Pierderile de energie activă în linie :

$$\Delta W_a = \Delta P_L\cdot\tau, \qquad (3.1.4)$$

unde τ este timpul de pierderi corespunzător duratei de utilizare a puterii P. Se determină cu ajutorul curbelor din figura 3.1.2.

3.1.3. CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ȘI ENERGIE ELECTRICĂ ÎN TRANSFORMATOARE

Pierderile de putere activă :

$$\Delta P_T\,[\text{kW}] = n\Delta P_0\,[\text{kW}] + \frac{1}{n}\,\Delta P_{sc}[\text{kW}]\cdot\frac{S_{max}^2[\text{kVA}]}{S_n^2\,[\text{kVA}]}. \qquad (3.1.5)$$

Pierderile de putere reactivă :

$$\Delta Q_T\,[\text{kvar}] = n\,\frac{i_0}{100}\cdot S_n\,[\text{kVA}] + \frac{1}{n}\,\frac{u_{sc}\%}{100}\,\frac{S_{max}^2[\text{kVA}]}{S_n[\text{kVA}]}, \qquad (3.1.6)$$

unde :

ΔP_0 reprezintă pierderile de putere activă la mersul în gol ;
S_{max} — puterea aparentă maximă a transformatorului în perioada de funcționare ;
S_n — puterea nominală a transformatorului ;
ΔP_{sc} — pierderile de putere activă în înfășurările transformatorului la scurtcircuit ;

i_0	—	curentul de mers în gol al transformatorului;
u_{sc}	—	tensiunea de scurtcircuit;
n	—	numărul de transformatoare identice funcţionînd în paralel.

Pierderile de energie activă:

$$\Delta W_{aT} = \Delta P_0 T_f + \frac{S_{max}^2}{S_n} \Delta P_{sc} \tau, \qquad (3.1.7)$$

unde T_f este timpul total de funcţionare al transformatorului.

Efectuîndu-se calculul pierderilor de putere în toate elementele schemei (linii şi transformatoare) pînă la punctul de referinţă (*6* în fig. 3.1.1) se pot determina, pe de o parte, puterile activă şi reactivă şi respectiv factorul de putere natural momentan (fără compensare) în acest punct şi pe de altă parte calculîndu-se energiile activă şi reactivă care se vehiculează prin acest punct spre consumator pentru o anumită durată de timp, în principiu într-un an, se poate stabili valoarea factorului de putere natural mediu, aceasta prezentînd de fapt importanţă pentru întreprinderea furnizoare de energie electrică.

3.1.4. STABILIREA OPORTUNITĂŢII COMPENSĂRII PUTERII REACTIVE

Prima valoare considerată pentru factorul de putere este cea neutrală în punctul de măsurare (*6* în fig. 3.1.1), pentru care consumatorul nu plăteşte penalizări. Oportunitatea compensării pînă la această valoare trebuie confirmată de către calculele tehnico-economice pe care reglementările în vigoare le prevăd. În funcţie de tipul de compensare considerat, respectiv individual, de grup, centralizat sau combinaţii ale acestora, se pot concepe mai multe variante (2—3), urmând ca dintre acestea să fie reţinută pentru efectuarea verificărilor ulterioare aceea căreia îi corespund cheltuielile de calcul cele mai mici.

Astfel, pentru fiecare punct în care se prevede instalarea bateriilor de condensatoare, se calculează puterea medie a acestora folosindu-se expresia:

$$Q_{b\ med} = P_{med}(\text{tg}\ \varphi_{nec} - \text{tg}\ \varphi_{comp}), \qquad (3.1.8)$$

în care:

P_{med}	este	puterea activă medie a consumatorilor din nodul în care se racordează bateria;
tg φ_{nec}	—	tangenta unghiului de defazaj între curent şi tensiune în situaţia necompensată;
tg φ_{comp}	—	tangenta unghiului de defazaj între curent şi tensiune în situaţia cu compensare corespunzătoare factorului de putere neutral.

Se calculează pierderile de putere şi energie pentru fiecare dintre variantele de compensare considerate în instalaţiile de distribuţie din amonte.

Pentru stabilirea variantei celei mai economice se utilizează metoda cheltuielilor de calcul sub forma :

$$Z_c = C + pI \tag{3.1.9}$$

în care :

Z_c reprezintă cheltuielile de calcul ;
C — cheltuielile anuale, cuprinzînd amortizări, pierderi de putere și de energie ;
I — investițiile totale pentru instalațiile de compensare și alte eventuale lucrări auxiliare ;
p — coeficientul de eficiență economică, ținîndu-se seamă de termenul normat de recuperare, considerat 10 ani $\left(p = \frac{1}{10}\right)$.

Varianta care comportă cheltuielile minime este avută în vedere pentru continuarea calculelor. În acest sens, instrucțiunile existente care reglementează o serie de principii privind compensarea puterii reactive mai prevăd verificarea recuperării investițiilor făcute în maximum 5 ani și costul de revenire al energiei reactive compensate.

Numărul de ani de recuperare (n) se determină din raportarea investițiilor făcute la economiile anuale realizate prin compensare, utilizîndu-se expresia :

$$n = \frac{I}{C_1 - C_2} \leqslant 5 \text{ ani}, \tag{3.1.10}$$

în care :

C_1 este suma plătită anual de consumator conform tarifului (monom sau binom) pentru energia activă consumată fără compensare și ca penalizare pentru energia reactivă consumată suplimentar (sub $\cos \varphi_{neutral}$) ;
C_2 — suma plătită anual de consumator conform tarifului (monom sau binom) pentru energia consumată în situația cu compensare și pentru amortizarea instalației de compensare.

În cazul în care se respectă relația (3.1.10), varianta considerată poate fi verificată în continuare după criteriul costului de revenire. Dacă relația (3.1.10) nu este respectată, adică termenul de recuperare depășește 5 ani, este indicat să se reducă puterea instalată a bateriilor de condensatoare, adică factorul de putere să nu fie ridicat pînă la valoarea neutrală. Reducerea puterii bateriilor se face pînă se verifică expresia (3.1.10), după care se face următoarea verificare. Aceasta privește costul specific al energiei reactive produsă de bateriile de condensatoare, față de costul specific al aceleași energii plătit întreprinderii furnizoare ca penalizare, dacă nu se face compensarea. Este oportun să se compenseze pînă la valoarea factorului de putere care a satisfăcut relația (3.1.10) dacă primul cost, denumit și *costul de revenire al energiei active compensată*, este mai mic decît ceea ce se plătește furnizorului.

Determinarea costului de revenire se face pe baza cheltuielilor anuale pentru producerea energiei reactive la consumator și care constau din :

— cheltuielile anuale C_I, corespunzătoare cotei de amortizare a investițiilor pentru compensare, stabilite cu expresia :

$$C_I = c_a I \tag{3.1.11}$$

în care:

I este investiția;
c_a — cota de amortizare;
— cheltuielile anuale corespunzătoare pierderilor de putere, C_p, și de energie activă, C_w, în instalațiile de compensare determinate cu expresiile:

$$C_p = c_p p_b Q_b \tag{3.1.12}$$

și

$$C_{wa} = c_{wa} p_b Q_b T_{fb}, \tag{3.1.13}$$

în care:

c_p este prețul specific plătit pentru putere, conform tarifului;
p_b —pierderile specifice în bateria de condensatoare;
Q_b — puterea bateriei de condensatoare;
c_{wa} — prețul specific plătit pentru energia activă conform tarifului;
T_{fb} — timpul de funcționare a bateriei de condensatoare.

Dacă bateria de condensatoare instalată într-un singur nod este fracționată în mai multe trepte sau sînt instalate mai multe baterii în mai multe puncte din rețea, cheltuielile anuale C_{wa} se calculează cu expresia:

$$C_{wa} = c_{wa} p_b \sum_i Q_{bi} T_{fbi}, \tag{3.1.14}$$

în care:

Q_{bi} este puterea unei trepte (i) de baterie;
T_{fbi} — durata de funcționare a treptei i.

Costul de revenire c_Q al energiei reactive produsă de bateria de condensatoare la bornele ei este:

$$c_Q = \frac{C_I + C_p + C_{wa}}{T_{fb} Q_b}, \tag{3.1.15}$$

iar în cazul în care bateria are mai multe trepte sau sînt mai multe baterii în rețea:

$$c_Q = \frac{C_I + C_p + C_{wa}}{\sum_i T_{fbi} Q_{bi}}. \tag{3.1.16}$$

Dacă c_Q este mai mic decît prețul plătit de consumator pentru 1 kvarh furnizorului, compensarea puterii reactive la nivelul considerat este oportună, iar dacă este mai mare este indicat să se reducă puterea bateriei sau bateriilor de condensatoare pînă se satisface și această verificare.

Rezultă deci că gradul de compensare a puterii reactive este cel care corespunde celor două verificări, chiar dacă factorul de putere realizat este mai mic decît cel neutral.

3.1.5. CALCULUL FRECVENȚEI DE REZONANȚĂ

După stabilirea soluției de compensare, ținîndu-se seamă de repartizarea bateriilor de condensatoare în diferitele noduri ale rețelei, este necesar să se calculeze pentru fiecare nod în parte frecvența de rezonanță.

Fenomenul de rezonanță poate să apară datorită prezenței în rețelele din zonă sau chiar în nodurile în care sînt instalate bateriile de condensatoare a armonicelor de curent și de tensiune, care pot conduce la deteriorarea condensatoarelor.

Frecvența de rezonanță ν_{rez} se calculează cu expresia :

$$\nu_{rez} = \sqrt{\frac{x_c}{x_s} + \frac{x_c}{x_l}}, \qquad (3.1.17)$$

în care :

$x_c = \frac{1}{C_b\omega}$ este reactanța capacitivă corespunzătoare bateriei de condensatoare racordată la nod ;

x_l — reactanța corespunzătoare consumatorilor locali încadrați în același nod al rețelei ;

x_s — reactanța de scurtcircuit a sistemului față de nodul considerat.

Valoarea frecvenței de rezonanță se are în vedere pentru evitarea realizării unei situații susceptibile să conducă la fenomenul de rezonanță, care datorită curenților mari ce pot apărea prin bateria de condensatoare poate să ducă la deteriorarea acesteia.

3.2. APLICAȚII

Aplicația 3.2.1. Să se stabilească oportunitatea compensării energiei reactive pentru un distribuitor (*D*) dintr-o rețea de 10 kV, pentru care se dau toate informațiile necesare în figura 3.2.1, *a*.

Se vor examina variante de compensare la barele de 0,4 kV ale posturilor de transformare și cu compensare centralizată la barele de 10,5 kV ale stației de 110/10,5 kV.

REZOLVARE :

1) *Compensarea în ipoteza montării bateriilor de condensatoare la barele de 0,4 kV ale fiecărui post de transformare*

a) Se calculează *valorile puterilor active și reactive cerute de consumatori în fiecare nod și caracteristicile rețelei*, necesare stabilirii schemei echivalente (fig. 3.2.1, *b*).

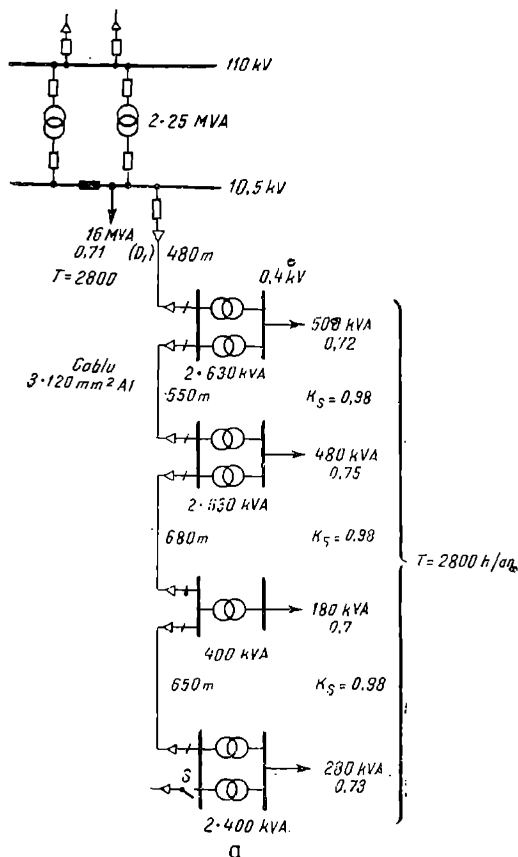
Puterile din noduri :

$\underline{S}_1 = 280(0{,}73 + j\ 0{,}69) = 204{,}4 + j\ 193{,}2$ kVA ;

$\underline{S}_2 = 180(0{,}7 + j\ 0{,}7) = 126 + j\ 126$ kVA ;

$\underline{S}_3 = 480(0{,}75 + j\ 0{,}66) = 360 + j\ 316{,}8$ kVA ;

$\underline{S}_4 = 500(0{,}72 + j\ 0{,}69) = 360 + j\ 345$ kVA.



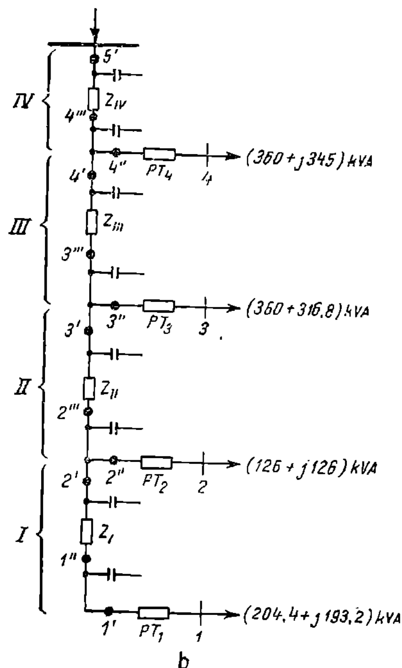


Fig. 3.2.1. Schema unui distribuitor de 10 kV cu patru posturi de transformare :
a — schema electrică de principiu ; *b* — schema echivalentă.

Caracteristicile pentru 1 km de cablu de 10,5 kV cu conductoare din aluminiu avînd secţiunea $s = 120$ mm² :

$$r_0 = 0{,}257\ \Omega/\text{km}\ ;\ x_0 = 0{,}08\ \Omega/\text{km}\ ;\ y_0 = 0{,}000144\ \text{S/km}.$$

Caracteristicile liniilor în cablu :

linia I : $\underline{z}_I = 0{,}650(0{,}257 + \text{j}\ 0{,}08) = (0{,}17 + \text{j}\ 0{,}052)\ \Omega$;

$\underline{y}_I = \text{j}\ 0{,}000144 \cdot 0{,}650 = 9{,}36 \cdot 10^{-5}$ S ;

linia II : $\underline{z}_{II} = 0{,}680(0{,}257 + \text{j}\ 0{,}08) = 0{,}175 + \text{j}\ 0{,}0544)\ \Omega$,

$\underline{y}_{II} = \text{j}\ 0{,}000144 \cdot 0{,}680 = 9{,}8 \cdot 10^{-5}$ S ;

linia III : $\underline{z}_{III} = 0{,}550(0{,}257 + \text{j}\ 0{,}08) = (0{,}141 + \text{j}\ 0{,}044)\ \Omega$,

$\underline{y}_{III} = \text{j}\ 0{,}000144 \cdot 0{,}550 = 7{,}9 \cdot 10^{-5}$ S ;

linia IV : $\underline{z}_{IV} = 0{,}480(0{,}257 + \text{j}\ 0{,}08) = (0{,}123 + \text{j}\ 0{,}0384)\ \Omega$,

$\underline{y}_{IV} = \text{j}\ 0{,}000144 \cdot 0{,}480 = 6{,}91 \cdot 10^{-5}$ S.

Caracteristicile unui transformator de 10/0,4 kV din fiecare tip folosit:

$S_n = 400$ kVA ; $u_{sc} = 6\%$; $i_0 = 2{,}65\%$; $\Delta P_{sc} = 6{,}85$ kW ; $\Delta P_0 = 1{,}47$ kW ;

$S_n = 630$ kVA ; $u_{sc} = 6\%$; $i_0 = 2{,}4\%$; $\Delta P_{sc} = 9{,}72$ kW ; $\Delta P_0 = 1{,}92$ kW.

b) *Calculul pierderilor de putere în transformatoare și linii.* Pierderile de putere în transformatoarele postului PT_1:

Se folosesc expresii de forma 3.1.5 și 3.1.6

$$\Delta P_{T_1} = 2 \cdot 1{,}47 + \frac{1}{2} \cdot 6{,}85 \frac{280^2}{400^2} = 2{,}94 + 1{,}68 = 4{,}62 \text{ kW};$$

$$\Delta Q_{T_1} = 2 \cdot \frac{2{,}65}{100} \cdot 400 + \frac{1}{2} \frac{6}{100} \frac{280^2}{400} = 21{,}20 + 5{,}88 = 27{,}08 \text{ kvar}.$$

Aportul capacitiv al cablului *I* se calculează cu expresia (3.1.3):

$$Q_{cI} = 10{,}5^2 \cdot 0{,}144 \cdot 0{,}76 = 10{,}32 \text{ kvar}$$

— Pierderile de putere în cablul $I(\Delta \underline{S}_I)$:

Puterea aparentă în punctul *1''*:

$$\underline{S}_{1''} = (204{,}4 + 4{,}62) + j(193{,}2 + 27{,}08 - 5{,}16) = (209{,}02 + j\ 225{,}12) \text{ kVA}$$

S-a luat în calcul $\frac{Q_{cI}}{2}$, considerîndu-se schema echivalentă a cablului un cuadripol în π.

$$\Delta \underline{S}_I = \frac{209{,}02^2 + 225{,}12^2}{10{,}5^2} (0{,}17 + j\ 0{,}052) \cdot 10^{-3} = (0{,}139 + j\ 0{,}0424) \text{ kVA}.$$

Puterea aparentă în punctul *2'*

$$\underline{S}_{2'} = (209{,}02 + j\ 225{,}12) + [0{,}139 + j(0{,}0424 - 5{,}16)] = (209{,}159 + j\ 220) \text{ kVA}.$$

Pierderile de putere în transformatorul postului PT_2:

$$\Delta P_{T_2} = 1{,}47 + 6{,}85 \frac{180^2}{400^2} = 1{,}47 + 1{,}39 = 2{,}86 \text{ kW};$$

$$\Delta Q_{T_2} = \frac{2{,}65}{100} \cdot 400 + \frac{6}{100} \frac{180^2}{400} = 10{,}60 + 4{,}86 = 15{,}46 \text{ kvar}.$$

Puterea aparentă în punctul *2''*:

$$\underline{S}_{2''} = (126 + j\ 126) + (2{,}86 + j\ 15{,}46) = 128{,}86 + j\ 141{,}46) \text{ kVA}.$$

Aportul capacitiv al cablului *II*

$$Q_{cII} = 10{,}5^2 \cdot 0{,}144 \cdot 0{,}68 = 10{,}80 \text{ kvar}.$$

Puterea aparentă în punctul *2'''*

La însumarea puterilor din punctele $2'$ şi $2''$ se consideră un coeficient de simultaneitate $K_S = 0,98$ şi jumătate din aportul capacitiv al liniei II.

$$\underline{S}_{2'''} = 0,98[(209,159 + j\ 220) + (128,86 + j\ 141,46)] - j\ 5,40 =$$

$$= (331,126 + j\ 339,03)\ \text{kVA}.$$

Pierderile de putere aparentă în linia II

$$\Delta\underline{S}_{II} = \frac{331,126^2 + 339,03^2}{10,5^2}(0,175 + j\ 0,0544)\cdot 10^{-3} = (0,356 +$$

$$+ j\ 0,111)\ \text{kVA}.$$

Puterea aparentă în punctul $3'$:

$$\underline{S}_{3'} = (331,126 + j\ 339,03) + [(0,356 + j\ 0,111)] - j\ 5,40 =$$

$$= (331,482 + j\ 333,74)\ \text{kVA}.$$

Pierderile de putere în transformatoarele postului PT_3

$$\Delta P_{T_3} = 2\cdot 1,92 + \frac{1}{2}\cdot 9,72\cdot\frac{480^2}{630^2} = 3,84 + 2,82 = 6,66\ \text{kW};$$

$$\Delta Q_{T_3} = 2\cdot\frac{2,4}{100}\cdot 630 + \frac{1}{2}\cdot\frac{6}{100}\cdot\frac{480^2}{630} = 30,24 + 10,97 = 41,21\ \text{kvar}$$

Puterea aparentă în punctul $3''$:

$$\underline{S}_{3''} = (360 + j\ 316,8) + (6,66 + j\ 41,21) = (366,66 + j\ 358)\ \text{kvar}.$$

Aportul capacitiv al cablului III:

$$Q_{cIII} = 10,5^2\cdot 0,144\cdot 0,55 = 8,73\ \text{kvar}.$$

Puterea aparentă în punctul $3'''$:

La însumarea puterilor din punctele $3'$ şi $3''$ se consideră un coeficient de simultaneitate $K_s = 0,98$ şi jumătate din aportul capacitiv al liniei III.

$$S_{3'''} = 0,98[(331,482 + j\ 333,74) + (366,66 + j\ 358)] - j\ 4,37 =$$

$$= (684,18 + j\ 673,54)\ \text{kVA}.$$

Pierderile de putere aparentă în linia III:

$$\Delta\underline{S}_{III} = \frac{684,18^2 + 673,54^2}{10,5^2}(0,141 + j\,0,044)\cdot 10^{-3} = (1,18 + j\ 0,368)\ \text{kVA}.$$

Puterea aparentă în punctul $4'$:

$$\underline{S}_{4'} = (684,18 + j\ 673,54) + (1,18 + j\ 0,368) - j\ 4,37 =$$

$$= (685,36 + j\ 669,54)\ \text{kVA}.$$

Pierderile de putere în transformatoarele postului P_{T_4}

$$\Delta P_{T_4} = 2 \cdot 1{,}92 + \frac{1}{2} \cdot 9{,}72 \cdot \frac{500^2}{630^2} = 3{,}84 + 3{,}06 = 6{,}90 \text{ kW};$$

$$\Delta Q_{T_4} = 2 \cdot \frac{2{,}4}{100} \cdot 630 + \frac{1}{2} \cdot \frac{6}{100} \cdot \frac{500^2}{630} = 30{,}24 + 11{,}90 = 42{,}14 \text{ kVA}.$$

Puterea aparentă în punctul $4''$:

$$\underline{S}_{4''} = (360 + \mathrm{j}\,345) + (6{,}90 + \mathrm{j}\,42{,}14) = (366{,}90 + \mathrm{j}\,387{,}14) \text{ kVA}.$$

Aportul capacitiv al cablului IV:

$$Q_{cIV} = 10{,}5^2 \cdot 0{,}144 \cdot 0{,}48 = 7{,}62 \text{ kVAr}.$$

Puterea aparentă în punctul $4'''$:

La însumarea puterilor din punctele $4'$ şi $4''$ se consideră un coeficient de simultaneitate $K_S = 0{,}98$ şi jumătate din aportul capacitiv al cablului IV.

$$\underline{S}_{4'''} = 0{,}98[(685{,}36 + \mathrm{j}\,669{,}54) + (366{,}90 + \mathrm{j}\,387{,}14)] - \mathrm{j} \cdot 3{,}81 =$$

$$= (1\,031{,}21 + \mathrm{j}\,1\,031{,}74) \text{ kVA}.$$

Pierderile de putere aparentă în linia IV:

$$\Delta \underline{S}_{IV} = \frac{1\,031{,}21^2 + 1\,031{,}74^2}{10{,}5^2}(0{,}123 + \mathrm{j}\,0{,}0384) \cdot 10^{-3} = (2{,}365 + \mathrm{j}\,0{,}738) \text{ kVA}.$$

Puterea aparentă în punctul $5'$:

$$\underline{S}_{5'} = (1\,031{,}21 + \mathrm{j}\,1\,031{,}74) + (2{,}365 + \mathrm{j}\,0{,}738) - \mathrm{j}\,3{,}81 =$$

$$= (1\,033{,}58 + \mathrm{j}\,1\,028{,}67) \text{ kVA}.$$

Aceasta este puterea maximă care pleacă prin distribuitorul D_1 de la bare în situaţia fără compensare. Factorul de putere natural corespunzător puterii $\underline{S}_5$ este $\cos \varphi_{5'natural} = 0{,}707$, mai mic decît valoarea factorului de putere neutral, care la barele de 10 kV este 0,93.

c) *Stabilirea puterilor bateriilor de condensatoare pentru compensare.* Se consideră ca variantă de compensare, montarea bateriilor de condensatoare la barele de joasă tensiune în fiecare post de transformare.

Din cauza numărului mare de baterii şi pentru a nu creşte investiţiile necesare prin instalaţii de automatizare, se consideră că toate bateriile sînt realizate într-o singură treaptă conducînd la o valoare medie a factorului de putere $\cos \varphi = 0{,}94$ la barele de joasă tensiune ale fiecărui post de transformare. Astfel se consideră că se poate realiza la barele de 10,5 kV ale staţiei de alimentare o valoare apropiată de 0,93.

Pentru fiecare post de transformare se determină energia activă necesară la barele de 0,4 kV, precum şi energia reactivă şi respectiv puterea bateriei de condensatoare corespunzătoare valorii minime admise $\cos \varphi = 0{,}94$.

Pentru PT_1:

$$P_1 = 204{,}4 \text{ kW}; \; W_{a_1} = 204{,}4 \cdot 2\,800 = 572\,320 \text{ kWh/an}.$$

Energia reactivă necesară la cos $\varphi_{natural} = 0{,}73$

$$W_r = 193{,}2 \cdot 2\,800 = 540\,960 \text{ kvarh/an.}$$

Energia reactivă necesară la cos $\varphi = 0{,}94$

$$W_{r(0{,}94)} = 572\,320 \cdot \frac{0{,}35}{0{,}94} = 213\,098 \text{ kvarh/an.}$$

Energia reactivă necesar a fi produsă de bateria de condensatoare:

$$W_{rb1} = 540\,960 - 213\,098 = 327\,862 \text{ kvarh.}$$

Considerîndu-se o durată de funcționare pentru toată bateria de 7 500 h/an, puterea bateriei este:

$$Q_{b_1} = \frac{327\,862}{7\,500} = 43{,}71 \text{ kvar.}$$

Se consideră trei module a 15 kvar fiecare și deci:

$$Q_{b_1} = 3 \cdot 15 = 45 \text{ kvar.}$$

Energia reactivă produsă de baterie într-un an:

$$W_{rb_1} = 45 \cdot 7\,500 = 337\,600 \text{ kvarh.}$$

În acest caz consumatorii primesc din rețea:

$$W_{r\ retea} = 540\,960 - 337\,500 = 203\,460 \text{ kvarh.}$$

Factorul de putere mediu cu care este primită energia din rețea

$$\cos\varphi = \frac{572\,320}{\sqrt{572\,320^2 + 203\,460^2}} = 0{,}94.$$

Pentru PT_2

$$P_2 = 126 \text{ kW}; \quad W_{a_2} = 126 \cdot 2\,800 = 352\,800 \text{ kWh/an.}$$

Energia reactivă necesară la cos $\varphi_{natural} = 0{,}7$:

$$W_{r_2} = 126 \cdot 2\,800 = 352\,800 \text{ kvarh/an.}$$

Energia reactivă necesară la cos $\varphi = 0{,}94$:

$$W_{r_2\,(0{,}94)} = 352\,800 \cdot \frac{0{,}35}{0{,}94} = 131\,361 \text{ kvarh/an.}$$

Energia reactivă necesar a fi produsă de bateria de condensatoare:

$$W_{rb_2} = 352\,800 - 131\,361 = 221\,439 \text{ kvarh/an.}$$

Considerîndu-se o durată de funcționare pentru toată bateria de 7 500 h/an, puterea bateriei este:

$$Q_{b2} = \frac{221\,439}{7\,500} = 29{,}53 \text{ kvar.}$$

Se consideră două module a 15 kvar fiecare şi deci $Q_{b2} = 30$ kvar, iar energia reactivă produsă într-un an este :

$$W_{rb2} = 30 \cdot 7\,500 = 225\,000 \text{ kvarh/an.}$$

În acest caz consumatorii primesc din rețea

$$W_{r_2\,retea} = 352\,800 - 225\,000 = 127\,800 \text{ kvarh/an.}$$

Rezultă deci un factor de putere $\cos \varphi_2 > 0{,}94$

Pentru PT_3 :

$$P_3 = 380 \text{ kW} ; \quad W_{a_3} = 360 \cdot 2\,800 = 1\,008\,000 \text{ kWh/an.}$$

Energia reactivă necesară la $\cos \varphi_{natural} = 0{,}75$:

$$W_{r_3} = 316{,}8 \cdot 2\,800 = 887\,040 \text{ kvarh/an.}$$

Energia reactivă necesară la $\cos \varphi = 0{,}94$:

$$W_{r_3(0{,}94)} = 1\,008\,000 \cdot \frac{0{,}35}{0{,}94} = 375\,319{,}15 \text{ kvarh/an.}$$

Energia reactivă necesar a fi produsă de bateria de condensatoare :

$$W_{rb_3} = 887\,040 - 375\,319{,}15 = 511\,720{,}85 \text{ kvarh/an.}$$

Considerîndu-se durata de funcționare pentru toată bateria de 7 500 h/an, puterea bateriei este :

$$Q_{b_3} = \frac{511\,720{,}85}{7\,500} = 68{,}23 \text{ kvar.}$$

Se consideră o baterie într-o treaptă de 75 kvar și deci energia reactivă produsă într-un an este :

$$W_{rb3} = 75 \cdot 7\,500 = 562\,500 \text{ kvarh/an.}$$

În acest caz consumatorii primesc din rețea :

$$W_{r_3\,rețea} = 887\,040 - 562\,500 = 324\,540 \text{ kvarh/an,}$$

rezultînd deci un factor de putere $\cos \varphi_3 > 0{,}94$.

Pentru PT_4 :

$$P_4 = 360 \text{ kW} ; \; W_{a_4} = 360 \cdot 2\,800 = 1\,008\,000 \text{ kWh/an.}$$

Energia reactivă necesară la $\cos \varphi_{natural} = 0{,}72$:

$$W_{r_4} = 345 \cdot 2\,800 = 966\,000 \text{ kvarh/an.}$$

Energia reactivă necesară la $\cos \varphi = 0{,}94$:

$$W_{r_4(0{,}94)} = 1\,008\,000 \cdot \frac{0{,}35}{0{,}94} = 375\,319{,}15 \text{ kvarh/an.}$$

Energia reactivă necesar a fi produsă de bateria de condensatoare :

$$W_{rb_4} = 966\,000 - 375\,319{,}15 = 590\,680{,}85 \text{ kvarh/an.}$$

Considerîndu-se durata de funcționare pentru toată bateria de 7 500 h/an, puterea bateriei este:

$$Q_{b_4} = \frac{590\ 680{,}85}{7\ 500} = 78{,}76 \text{ kvar.}$$

Se consideră o baterie într-o treaptă, de 80 kvar. și deci energia reactivă produsă într-un an este:

$$W_{r b_4} = 80 \cdot 7\ 500 = 600\ 000 \text{ kvarh/an.}$$

În acest caz consumatorii primesc din rețea:

$$W_{r_3\ rețea} = 966\ 000 - 600\ 000 = 366\ 000 \text{ kvarh/an,}$$

rezultînd deci un factor de putere $\cos \varphi_4 > 0{,}94$.

d) *Calculul pierderilor de putere în situația cu compensare.* Puterile din noduri, considerîndu-se compensarea, inclusiv pierderile de putere activă ale condensatoarelor considerate 0,3% sînt:

$\underline{S}_1 = 204{,}54 + j\,148{,}2$ kVA avînd $\cos \varphi = 0{,}81 \rightarrow |\underline{S}_1| = 252{,}59$ kVA;

$\underline{S}_2 = 126{,}09 + j\,96$ kVA avînd $\cos \varphi = 0{,}8 \rightarrow |\underline{S}_2| = 158{,}44$ kVA;

$\underline{S}_3 = 360{,}255 + j\,241{,}8$ kVA avînd $\cos \varphi = 0{,}83 \rightarrow |\underline{S}_3| = 433{,}85$ kVA;

$\underline{S}_4 = 360{,}24 + j\,265$ kVA avînd $\cos \varphi = 0{,}81 \rightarrow |\underline{S}_4| = 447{,}21$ kVA.

Aceste calcule arată că valorile factorului de putere rezultate pentru periodele de sarcină maximă, în urma compensării, sînt mai mici decît valorile obținute cu ajutorul energiilor.

Valorile mai mici (0,8—0,83) calculate cu puterile maxime față de cele corespunzătoare factorului de putere neutral (0,94 și mai mici) calculate cu ajutorul energiilor se datoresc formei curbei de sarcină, căreia îi corespunde un număr redus de ore de utilizare a puterii maxime (2 800 h/an), precum și faptului că nu s-au considerat baterii de condensatoare în două sau mai multe trepte care să poată urmări într-o măsură mai mare forma curbei de sarcină decît cu aceea într-o singură treaptă, întrucît din cauza numărului mare de posturi, costul instalațiilor de automatizare pentru schimbarea numărului de trepte conduce la creșterea nejustificată a investițiilor.

Pierderile de putere în transformatoarele postului PT_1:

$$\Delta P_{T_1} = 2 \cdot 1{,}47 + \frac{1}{2} \cdot 6{,}85 \cdot \frac{252{,}59^2}{400^2} = 2{,}94 + 1{,}37 = 4{,}31 \text{ kW};$$

$$\Delta Q_{T_1} = 2 \cdot \frac{2{,}65}{100} \cdot 400 + \frac{1}{2} \cdot \frac{6}{100} \cdot \frac{252{,}59^2}{400} = 21{,}20 + 4{,}79 = 26 \text{ kvar.}$$

Aportul capacitiv al cablului rămîne același ca în situația necompensat, respectiv 10,32 kvar.

Pierderile de putere în cablul *I*:

Puterea aparentă în punctul *1''*:

$$S_{1''} = (204{,}54 + 4{,}31) + j\,(148{,}2 + 26 - 5{,}16) = (208{,}85 + j\,169{,}04) \text{ kVA};$$

$$\Delta \underline{S}_I = \frac{208{,}85^2 + 169{,}04^2}{10{,}5^2}(0{,}17 + j\,0{,}052) \cdot 10^{-3} = (0{,}11 + j\,0{,}034) \text{ kVA.}$$

Puterea aparentă în punctul $2'$:

$$\underline{S}_{2'} = (208,85 + j\,169,04) + [0,11 + j\,(0,034 - 5,16)] =$$
$$= (208,96 + j\,163,91)\ \text{kVA}.$$

Pierderile de putere în transformatorul postului PT_2:

$$\Delta P_{T_2} = 1,47 + 6,85 \cdot \frac{158,44^2}{400^2} = 1,47 + 1,07 = 2,54\ \text{kW};$$

$$\Delta Q_{T_2} = \frac{2,65}{100} \cdot 400 + \frac{6}{100} \cdot \frac{158,44^2}{400} = 10,60 + 3,77 = 14,33\ \text{kvar}.$$

Puterea aparentă în punctul $2''$:

$$\underline{S}_{2''} = (126,09 + j\,96) + (2,54 + j\,14,33) = (128,63 + j\,110,33)\ \text{kVA}.$$

Puterea aparentă în punctul $2'''$:

$$\underline{S}_{2'''} = 0,98[(208,96 + j\,163,91) + (128,63 + j\,110,33)] - j\,5,40 =$$
$$= 330,84 + j\,263,36\ \text{kVA}.$$

Pierderile de putere în linia II:

$$\Delta \underline{S}_{II} = \frac{330,84^2 + 263,36^2}{10,5^2}(0,175 + j\,0,0544) \cdot 10^{-3} =$$
$$= (0,284 + j\,0,088)\ \text{kVA}.$$

Puterea aparentă în punctul $3'$:

$$\underline{S}_{3'} = (330,84 + j\,263,36) + [0,284 + j\,(0,088 - 5,40)] =$$
$$= (331,12 + j\,258,05)\ \text{kVA}.$$

Pierderile de putere în transformatoarele postului PT_3:

$$\Delta P_{T_3} = 2 \cdot 1,92 + \frac{1}{2} \cdot 9,72 \cdot \frac{433,85^2}{630^2} = 3,84 + 2,30 = 6,04\ \text{kW};$$

$$\Delta Q_{T_3} = 2 \cdot \frac{2,4}{100} \cdot 630 + \frac{1}{2} \cdot \frac{6}{100} \cdot \frac{433,85^2}{630} = 30,24 + 8,96 = 39,20\ \text{kvar}.$$

Puterea aparentă în punctul $3''$:

$$\underline{S}_{3''} = (360,225 + j\,241,8) + (6,04 + j\,39,20) = (366,265 + j\,290)\ \text{kVA}.$$

Puterea aparentă în punctul $3'''$:

$$\underline{S}_{3'''} = 0,98[(331,12 + j\,258,05) + (366,265 + j\,290)] - j\,4,37 =$$
$$= (683,44 + j\,532,72\ \text{kVA}.)$$

Pierderile de putere în linia III:

$$\Delta \underline{S}_{III} = \frac{683,44^2 + 532,72^2}{10,5^2}(0,141 + j\,0,044) \cdot 10^{-3} = (0,96 + j\,0,3)\ \text{kVA}.$$

Puterea aparentă în punctul $4'$:

$$\underline{S}_{4'} = (683,44 + j\,532,72) + (0,96 + j\,0,3) - j\,4,37 =$$
$$= (684,40 + j\,528,65)\ \text{kVA}.$$

Pierderea de putere în transformatoarele postului PT_4:

$$\Delta P_{T_4} = 2\cdot 1,92 + \frac{1}{2}\cdot 9,72\cdot\frac{447,21^2}{630^2} = 3,84 + 2,45 = 6,29\ \text{kW};$$

$$\Delta Q_{T_4} = 2\cdot\frac{2,4}{100}\cdot 630 + \frac{1}{2}\cdot\frac{6}{100}\cdot\frac{447,21^2}{630} = 30,24 + 9,52 = 39,76\ \text{kvar}.$$

Puterea aparentă în punctul $4''$:

$$\underline{S}_{4''} = (360,24 + j\,265) + (6,29 + j\,39,76) = (366,53 + j\,304,76)\ \text{kVA}.$$

Puterea aparentă în punctul $4'''$:

$$\underline{S}_{4'''} = 0,98[(684,40 + j\,528,65) + (366,53 + j\,304,76)] - j\,3,81 =$$
$$= (1\,029,91 + j\,812,93)\ \text{kVA}.$$

Pierderile de putere în linia IV:

$$\Delta\underline{S}_{IV} = \frac{1\,029,91^2 + 812,93^2}{10,5^2}(0,123 + j\,0,0384)\cdot 10^{-3} = (1,92 + j\,0,6)\ \text{kVA}.$$

Puterea aparentă în punctul $5'$:

$$\underline{S}_{5'} = (1\,029,91 + j\,812,93) + (1,92 + j\,0,6) - j\,3,81 =$$
$$= 1\,031,83 + j\,809,72\ \text{kVA}$$
$$|\,S_{5'}\,| = 1\,309,83\ \text{kVA}.$$

Aceasta este puterea maximă care pleacă prin distribuitorul D_1 de la bare, în situația cu compensare. Factorul de putere corespunzător acestei puteri maxime cu compensare este 0,79.

Valoarea factorului de putere mediu anual în punctul $5'$ se calculează cu ajutorul energiilor activă și reactivă livrate prin acest punct spre distribuitor.

Pentru puterea activă se consideră și după compensare aceeași durată de utilizare a puterii maxime, respectiv $T_a = 2\,800$ h/an.

În acest caz energia activă totală livrată prin punctul $5'$ este:

$$W_{a5'\,comp} = 1\,031,83\cdot 2\,800 = 2\,889\,124\ \text{kWh}.$$

Pentru determinarea energiei reactive în punctul $5'$ cu compensare, deoarece durata de utilizare T_r diferă față de cea a puterii active, se consideră că această energie livrată în sistem reprezintă diferența dintre energia reactivă livrată în situația fără compensare ($W_{r5'\,necomp}$) și cea produsă de bateriile de condensatoare montate la consumatori (ΣW_{rbi}).

Astfel:

$$W_{r5'necomp} = 1\,028{,}67 \cdot 2\,800 = 2\,880\,276 \text{ kvarh};$$

$$\Sigma W_{rbi} = 7\,500(45 + 30 + 75 + 80) = 1\,725\,000 \text{ kvarh}.$$

Energia reactivă livrată de sistem:

$$W_{r5'\,sistem} = 2\,880\,276 - 1\,725\,000 = 1\,155\,276 \text{ kvarh}.$$

$$\text{tg}\, \varphi_{5'm\ comp} = \frac{1\,155\,276}{2\,889\,124} = 0{,}4 \rightarrow \cos \varphi_{5'm\ comp} = 0{,}93.$$

Se constată deci că prin montarea a cîte unei baterii de condensatoare în fiecare post de transformare, pe partea de joasă tensiune, însumînd în cele patru posturi o putere de 230 kvar, se realizează în punctul de plecare *5'* al distribuitorului D_1 valoarea neutrală, respectiv 0,93, a factorului de putere.

Economia de putere activă corespunzătoare distribuitorului D_1 calculată în punctul *5'*, datorită compensării este:

$$\Delta P_{ec} = 1\,033{,}58 - 1\,031{,}83 = 1{,}75 \text{ kW}.$$

Pentru determinarea economiei de energie activă considerîndu-se durata de utilizare a puterii maxime $T_{max} = 2\,800$ h/an

$$\Delta W_{aec} = 1{,}75 \cdot 2\,800 = 4\,900 \text{ kWh/an}.$$

Energia reactivă pentru care se face ipoteza că se plătește penalizare se consideră egală cu cea produsă de bateriile de condensatoare instalate în cele patru posturi de transformare, respectiv:

$$W_{rb} = 230 \cdot 7\,500 = 1\,725\,000 \text{ kvarh/an}.$$

e) *Calculul eficienței economice a compensării.* Analizîndu-se problema compensării puterii reactive pentru distribuitorul D_1 se consideră pentru determinarea eficienței numai acest distribuitor pînă la barele de 11 kV ale stației de 110/11 kV, adică pînă în punctul *5'*. Nu se efectuează, pentru cazul separat al acestui distribuitor, calculele și pentru transformatorul de 110/11 kV, considerîndu-se că intervenind și consumatorii celorlalte distribuitoare, influența variațiilor de putere corespunzătoare lui D_1 este neglijabilă față de consumul total al transformatorului.

Pentru calculul eficienței economice, respectiv determinarea termenului de recuperare a investițiilor, este necesar să se calculeze:

— investițiile I_b pentru procurarea și montarea bateriilor de condensatoare;

— costul energiei active economisite c_a, care nu se mai primește prin punctul *5'*;

— costul energiei reactive solicitate sistemului energetic suplimentar față de cea corespunzătoare factorului de putere neutral, reprezentînd penalizările $-c_r$;

— costul amortizării, reparațiilor și lucrărilor de întreținere pentru bateriile de condensatoare $-c_b$;

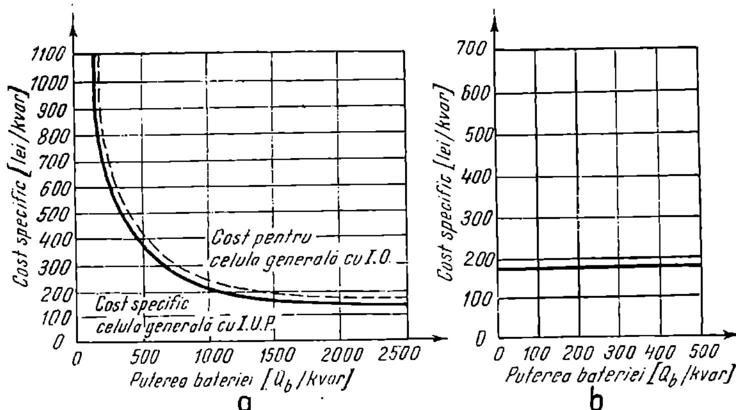


Fig. 3.2.2. Costul specific al bateriilor de condensatoare :
a — la 6 kV cu două trepte ; *b* — la joasă tensiune,, necomutabile.
a — schema electrică de principiu ; *b* — schema echivalentă.

Pentru calculul investiției, considerîndu-se bateria de condensatoare necomutabilă, din curbele reprezentate în fig. 3.2.2 rezultă un cost specific de 175 lei/kvar, iar pentru cele patru baterii, însumînd 230 kvar.

$$I_b = 230 \cdot 175 = 40\ 250 \text{ lei.}$$

Costul energiei active economisite reprezentînd 4 900 kWh/an se stabilește ținîndu-se seamă de specificul consumatorilor, respectiv consumatori casnici, pentru care se dă o valoare intermediară între 0,65 — 1 leu/kWh respectiv 0,85 lei/kWh și se obține :

$$C_a = 4\ 900 \cdot 0{,}85 = 4\ 165 \text{ lei/an.}$$

Penalizarea pentru energia reactivă suplimentară, care s-a considerat egală cu cea produsă de bateriile de condensatoare respectiv 1 725 000 kvar/an, cu un cost specific de 0,046 lei/kvarh, reprezintă :

$$C_r = 1\ 725\ 000 \cdot 0{,}046 = 79\ 350 \text{ lei/an.}$$

Cheltuielile pentru bateriile de condensatoare (amortizări, reparații, întreținere) stabilite prin reglementări 11% din investiții reprezintă :

$$C_b = 40\ 250 \cdot 0{,}11 = 4\ 427{,}50 \text{ lei/an.}$$

Perioada de recuperare T_{recup} a investițiilor care trebuie să fie de maximum 5 ani se calculează cu expresia :

$$T_{recup} = \frac{I_b}{C_a + C_r - C_b} = \frac{40\ 250}{79\ 087{,}5} = 0{,}5 \text{ ani.}$$

Rezultă deci că în ipoteza făcută, și anume că se plătește energia reactivă consumată suplimentar pînă la factorul de putere neutral, recuperarea investițiilor făcute pentru mijloacele de compensare se face în circa o jumătate de an, adică într-o perioadă foarte scurtă.

În cazul consumatorilor alimentați prin rețele în cablu este necesar să se considere și aportul capacitiv al cablurilor, care, dacă este neglijabil la joasă tensiune, la 10 kV, 1 km de cablu contribuie cu 15 kvar/km, la 20 kV cu 35 kvar/km, iar la 110 kV cu 1 000 kvar/km.

Rezultă deci că dacă la 10 kV cablurile acoperă, în mare măsură, pierderile de putere reactivă din transformatoarele de 10/0,4 kV, aportul celor de 110 kV conduce chiar la un excedent important de putere reactivă care ar putea necesita instalarea unor bobine de absorbție, pentru a evita creșterea tensiunii și funcționarea capacitivă a generatoarelor.

Analizîndu-se în această situație eficiența compensării în cele patru posturi de transformare alimentate prin distribuitorul D_1, la numitorul expresiei precedente C_r devine zero, iar valoarea acestuia :

$$C_a + C_r - C_b = 4\,165 + 0 - 4\,427{,}5 = -262{,}50 \text{ lei/an}$$

devine negativă.

Rezultă deci că în acest caz instalarea bateriilor de condensatoare conduce nu la reducerea cheltuielilor anuale ci la creșterea acestora, astfel încît această măsură nu mai este justificată, deoarece investițiile făcute nu se mai recuperează.

f) *Oportunitatea compensării la joasă tensiune pentru toți consumatorii alimentați prin transformatorul* T_1 *la 110/11 kV.*

— În situația *necompensată* puterea aparentă pe partea secundară a transformatorului (punctul *6*) (fig. 3.2.3, *b*) este :

$$\underline{S}_{6\ necomp} = 10\,650 + j10\,560 \text{ kVA}.$$

Pierderile de putere în transformatorul T_1 :

$$\Delta P_{T_1\ necomp} = 30 + 130 \cdot \frac{10\,650^2 + 10\,560^2}{25\,000^2} = 30 + 46{,}80 = 76{,}80 \text{ kW};$$

$$\Delta Q_{T_1\ necomp} = \frac{1}{100} \cdot 25\,000 + \frac{11}{100} \cdot \frac{10\,650^2 + 10\,560^2}{25\,000} = 250 + 989{,}7 = 1\,239 \text{ kvar}$$

Puterea aparentă necompensată în punctul *6'* :

$$\underline{S}_{6'\ necomp} = (10\,650 + 76{,}80) + j\,(10\,560 + 1\,239{,}7) =$$
$$= 10\,726{,}8 + j\,11\,799{,}7 \text{ kVA}.$$

— În situația *cu compensare*, ținîndu-se seamă de rezultatele calculelor pentru toți distribuitorii a rezultat puterea aparentă pe partea secundară a transformatorului (punctul *6*) :

$$\underline{S}_{6\ comp} = 10\,632 + j\,8\,342 \text{ kVA}.$$

Pierderile de putere în transformatorul T_1 în această situație sînt :

$$\Delta P_{T_1\ comp} = 30 + 130 \frac{10\,632^2 + 8\,342^2}{25\,000^2} = 30 + 40 = 70 \text{ kW};$$

$$\Delta Q_{T_1\ comp} = \frac{1}{100} 25\,000 + \frac{11}{100} \frac{10\,632^2 + 8\,342^2}{25\,000} = 250 + 804 =$$
$$= 1\,054 \text{ kvar}.$$

Puterea aparentă compensată în punctul $6'$ este:

$$\underline{S}_{6'\ comp} = (10\ 632 + j\ 8\ 342) + (70 + j\ 1\ 054) = (10\ 702 + j\ 9\ 396)\ \text{kVA}.$$

— Economia de putere activă în condițiile compensării pe joasă tensiune la fiecare post de transformare pentru toți distribuitorii este:

$$\Delta P_{economie} = 10\ 726{,}8 - 10\ 702 = 24{,}8\ \text{kW}$$

și economia la pierderile de energie activă pentru $T_{max} = 2\ 800$ h/an

$$\Delta W_{a\ economie} = 24{,}8 \cdot 2\ 800 = 69\ 440\ \text{kWh/an}.$$

Se precizează că nu se calculează pierderile de putere și energie și în rețeaua de cablu de 110 kV din amonte de stație, respectiv de T_1, deoarece puterile vehiculate în această rețea sînt mult mai mari decît cea vehiculată prin T_1 și deci influența asupra mărimii pierderilor este foarte mică.

— Calculul eficienței economice:

Suma puterilor nominale ale tuturor bateriilor de condensatoare instalate în posturi este 2 450 kvar.

Investiția necesară I_b este:

$$I_b = 175 \cdot 2\ 450 = 428\ 750\ \text{lei}.$$

Costul energiei active economisite anual, C_a, este:

$$C_a = 0{,}85 \cdot 69\ 440 = 59\ 024\ \text{lei/an}.$$

Cheltuielile anuale pentru bateriile de condensatoare, C_b, sînt:

$$C_b = 428 \cdot 750 \cdot 0{,}11 = 47\ 162{,}50\ \text{lei/an}.$$

Penalizarea pentru consumul suplimentar de energie reactivă nu se consideră din motivele menționate mai sus, deci $C_r = 0$.

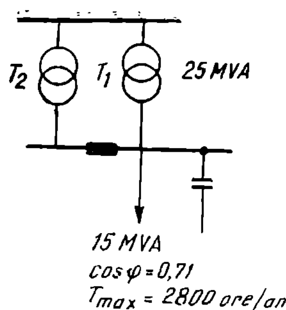
Perioada de recuperare T_{recup} a investițiilor este:

$$T_{recup} = \frac{428\ 750}{59\ 024 - 47\ 162{,}50} = 36{,}15\ \text{ani}.$$

Rezultă deci că perioada de recuperare obținută depășește cu mult pe cea maximă admisă de 5 ani și deci nu se justifică nici la nivelul stației de transformare considerate compensarea puterii reactive în fiecare post de transformare pe joasă tensiune.

2) *Oportunitatea compensării centralizate, la barele de medie tensiune ale stației de 110/11 kV*

Se consideră că se instalează bateria de condensatoare la barele de 10,5 kV (fig. 3.2.3). În această situație pierderile de putere și energie în distribuitori nu se reduc, aceștia fiind în aval de punctul de racordare a bateriei, iar în amonte se consideră numai pierderile în transformatorul T_1 nu și rețeaua de 110 kV, admițîndu-se că încărcarea acesteia este suficient de mare față de puterea corespunzătoare transformatorului T_1, astfel încît aportul acesteia la pierderile din rețeaua de 110 kV să poată fi neglijat.



$u_{sc} = 11\%$
$i_0 = 1\%$
$\Delta P_{Cu} = 130\ kW$
$\Delta P_0 = 30\ kW$

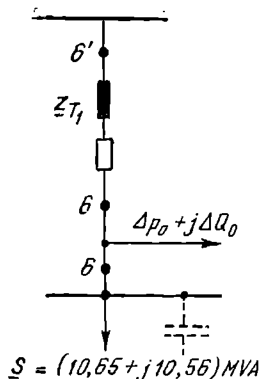


Fig. 3.2.3. Schema stației de 110/10 kV :
a — schema electrică de principiu ; *b* — schema echivalentă.

a) *Puterile necesare la barele de 11 kV în situația fără compensare*

Puterea aparentă maximă este 15 MVA cu cos $\varphi_{necomp} = 0{,}71$ respectiv :

$$\underline{S}_{max\ necomp} = 10\ 650 + \mathrm{j}\ 10560\ \mathrm{kVA}.$$

Energia activă necesară pentru $T_{max} = 2\ 800$ h/an.

$$W_{a\ an} = 10\ 650 \cdot 2\ 800 = 29\ 820\ \mathrm{MWh/an}.$$

Energia reactivă necesară pentru același T_{max} :

$$W_{r\ an} = 10\ 560 \cdot 2\ 800 = 29\ 560\ \mathrm{Mvarh/an}.$$

b) *Stabilirea puterii bateriei pentru compensare*

Considerîndu-se aceiași valoare a factorului de putere după compensare, cos $\varphi_{med\ comp} = 0{,}93$, ca și în cazul compensării la joasă tensiune, energia reactivă ce va fi primită din sistem este :

$$W_{r\ an\ comp} = 29\ 820 \frac{0{,}37}{0{,}93} = 11\ 863{,}78\ \mathrm{Mvarh/an}.$$

Energia reactivă necesar a fi produsă de bateria de condensatoare :

$$W_{rb} = 29\ 560 - 11\ 863{,}87 = 17\ 696{,}13\ \mathrm{Mvarh/an}.$$

Puterea medie a bateriei pentru o durată de utilizare de 7 500 h/an :

$$Q_{med\ b} = \frac{17\ 696{,}13}{7\ 500} = 2{,}36\ \mathrm{Mvar}.$$

Se consideră pentru bateria de condensatoare o putere $Q_b = 2{,}5$ Mvar funcționînd într-o singură treaptă.

c) *Calculul pierderilor de putere și energie prin transformatorul* T_1

În situația fără compensare:

$$\Delta P_{T_1\,necomp} = 30 + 130\,\frac{10\,650^2 + 10\,560^2}{25\,000^2} = 30 + 46{,}8 = 76{,}80\ \text{kW};$$

$$\Delta Q_{T_1\,necomp} = \frac{1}{100}\cdot 25\,000 + \frac{11}{100}\cdot\frac{10\,650^2 + 10\,560^2}{25\,000} = 250 + 989{,}7 =$$

$$= 1\,239{,}7\ \text{kvar}.$$

Puterea aparentă în punctul *6'* în situația fără compensare:

$$\underline{S}_{6'\,necomp} = (10\,726{,}8 + \text{j}\ 11\,799{,}7)\ \text{kVA}.$$

În situația cu compensare:

Puterea aparentă în punctul *6* considerîndu-se și pierderile de putere de 0,3% în baterie:

$$\underline{S}_{6\,comp} = (10\,650 + 7{,}5) + \text{j}\ (10\,560 - 2\,500) = 10\,657{,}5 + \text{j}\,8\,060\ \text{kVA}.$$

$$\Delta P_{T_1\,comp} = 30 + 130\cdot\frac{10\,657{,}5^2 + 8\,060^2}{25\,000^2} = 30 + 37{,}14 = 67{,}14\ \text{kW}.$$

$$\Delta Q_{T_1\,comp} = 250 + \frac{11}{100}\cdot\frac{10\,657{,}5^2 + 8\,060^2}{25\,000} = 250 + 785{,}6 = 1\,035{,}62\ \text{kvar}.$$

Puterea aparentă în punctul *6'* în situația cu compensare:

$$\underline{S}_{6'\,comp} = 10\,724{,}64 + \text{j}\ 9\,095{,}62\ \text{kvar}.$$

Economia de putere activă în condițiile compensării considerată:

$$\Delta P_{economie} = 10\,726{,}8 - 10\,724{,}64 = 2{,}16\ \text{kW}$$

iar economia de pierderi de energie pentru $T_{max} = 2\,800$ h/an:

$$\Delta W_{a\,economie} = 2{,}16\cdot 2\,800 = 6\,048\ \text{kWh/an}.$$

d) *Calculul eficienței compensării*

Se face și în acest caz ipoteza că dat fiind specificul consumatorilor nu se plătesc penalizări pentru depășirea consumului de energie reactivă.

Investiția specifică este 150 lei/kvar, iar investiția totală:

$$I_{total} = 2\,500\cdot 150 = 375\,000\ \text{lei}.$$

Cheltuielile de amortizare: $C_b = 0{,}11\cdot 375\,000 = 41\,250$ lei/an.

Costul energiei economisite: $C_a = 0{,}25\cdot 6\,048 = 5\,140{,}80$ lei/an.

Întrucît economia de pierderi de energie este foarte mică rezultă un cost al energiei corespunzătoare mic, respectiv mai mic decît cheltuielile de amortizare, adică investiția necesară nu se va amortiza. În concluzie nu este oportun să se realizeze compensarea energiei reactive în condițiile problemei.

Aplicația 3.2.2. Se dau configurația rețelei de distribuție de 6 kV, schemele posturilor de transformare și mărimile caracteristice ale consumatorilor alimentați dintr-o întreprindere, corespunzătoare factorului de putere natural (fig. 3.2.4). Se cere să se examineze oportunitatea compensării factorului

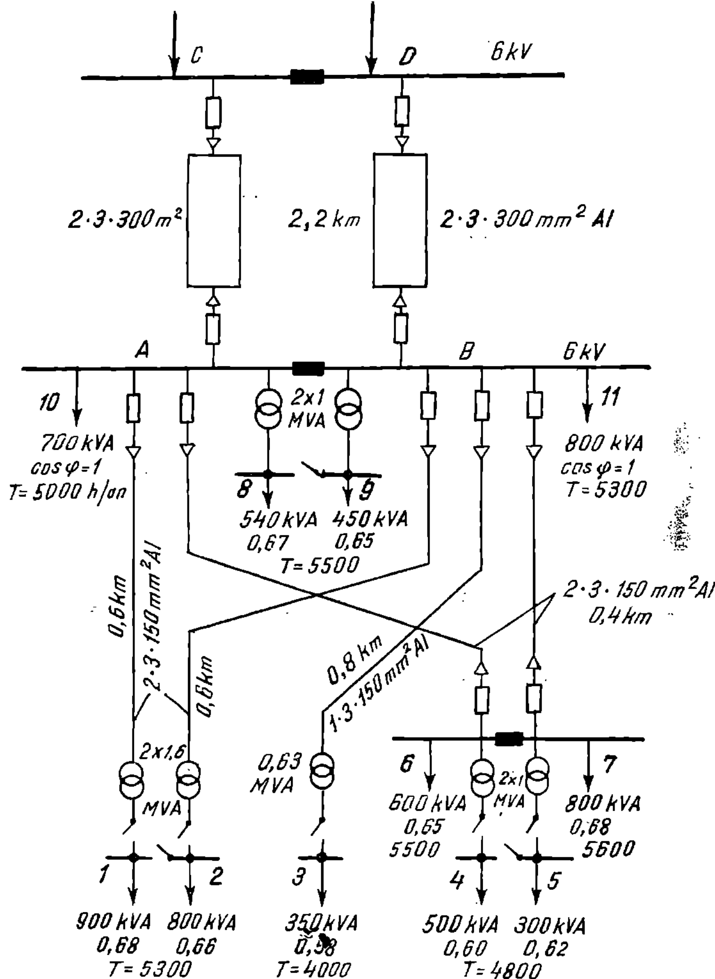


Fig. 3.2.4. Schema electrică de principiu a unei rețele de distribuție industrială.

de putere pînă la valoarea neutrală 0,94, în punctele *C* și *D* de măsurare a energiei livrate întreprinderii.

REZOLVARE :

1) *Calculul parametrilor cablurilor și transformatoarelor* :

— pentru cabluri (fig. 3.2.5) :

$r_{0\ (150\ mm^2)} = 0{,}194\ \Omega/km$; $x_0 = 0{,}08\ \Omega/km$; $y_0 = 0{,}14 \cdot 10^{-3}$ S/km ;

$r_{0\ (300\ mm^2)} = 0{,}097\ \Omega/km$;

$\underline{Z}_{c_1} = \underline{Z}_{c_2} = 0{,}6(0{,}194 + j\,0{,}08) = (0{,}1164 + j\,0{,}048)$; $Y_{c_1} = j\,0{,}84 \cdot 10^{-4}$ S ;

$\underline{Z}_{c_3} = 0{,}8(0{,}194 + j\,0{,}08) = (0{,}1552 + j\,0{,}064)$; $Y_{c_3} = j\,1{,}12 \cdot 10^{-4}$ S ;

$\underline{Z}_{c_6} = \underline{Z}_{c_7} = 0{,}4(0{,}194 + j\,0{,}08) = (0{,}0776 + j\,0{,}032)$; $Y_6 = j\,0{,}56 \cdot 10^{-4}$ S;

$\underline{Z}_{c_8} = \underline{Z}_{c_9} = 2{,}2(0{,}097 + j\,0{,}08)\,\frac{1}{2} = (0{,}1067 + j\,0{,}088)$; $Y_{c_8} = 6{,}16 \cdot 10^{-4}$S ;

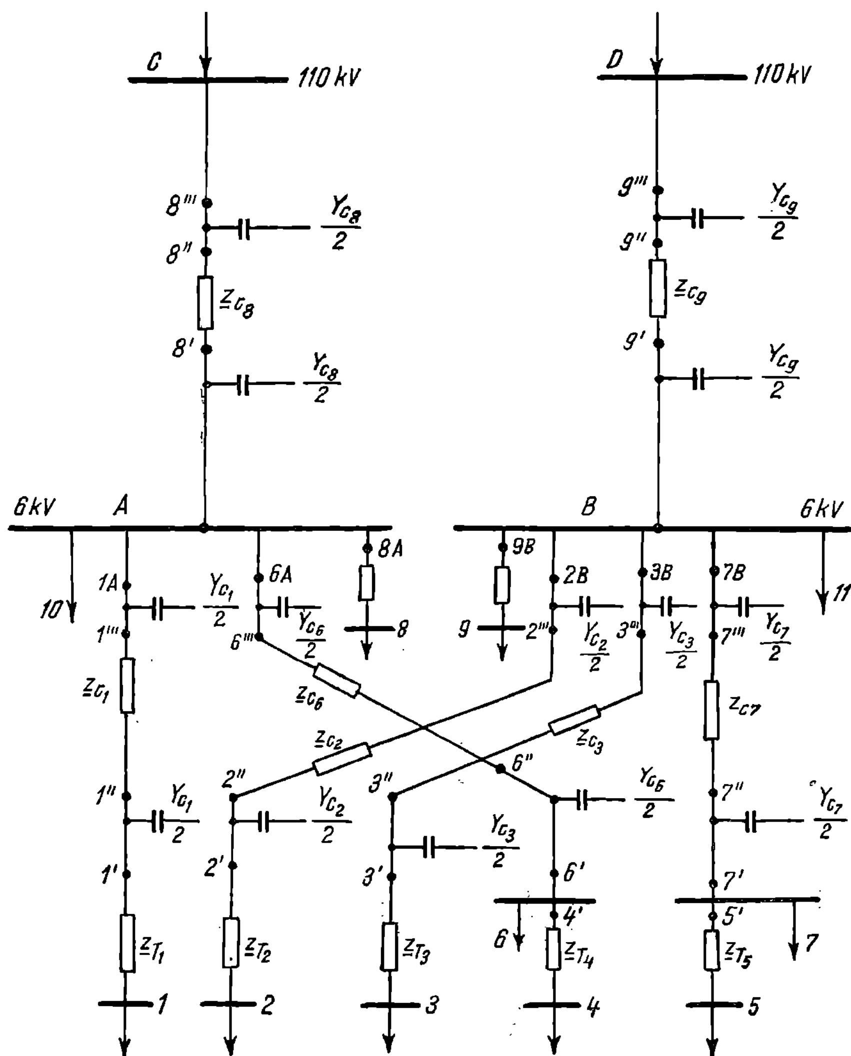


Fig. 3.2.5. Schema echivalentă a rețelei de distribuție din fig. 3.2.4.

— pentru transformatoare :

$\underline{S}_n = 1\,600$ kVA ; $\Delta P_0 = 4{,}35$ kW ; $i_0 = 1{,}7\%$; $\Delta P_{sc} = 20{,}2$ kW ;
$u_{sc} = 6\%$;

$\underline{S}_n = 630$ kVA ; $\Delta P_0 = 1{,}92$ kW ; $i_0 = 2{,}4\%$; $\Delta P_{sc} = 9{,}72$ kW ;
$u_{sc} = 6\%$;

$\underline{S}_n = 1\,000$ kVA ; $\Delta P_0 = 2{,}7$ kW ; $i_0 = 2\%$; $\Delta P_{sc} = 13{,}5$ kW ;
$u_{sc} = 6\%$.

Fig. 3.2.6. Puterile şi pierderile de putere pentru reţeaua din fig. 3.2.5., în situaţia necompensată.

2) *Calculul pierderilor de putere în situația fără compensare :*

Pentru determinarea pierderilor de putere activă și reactivă în transformatoare și în cabluri, pentru acestea considerîndu-se și aportul capacitiv, pe baza datelor privind puterile aparente și factorul de putere necompensat indicate în schema din fig. 3.2.4 și folosindu-se expresiile : (3.1.1) ; (3.1.2) ; (3.1.3); (3.1.5) și (3.1.6) s-au efectuat calculele respective. Întrucît calcule similare sînt prezentate și în aplicația 3.2.1, pentru simplificare se indică numai rezultatele obținute pe schema echivalentă din fig. 3.2.6.

Din această schemă se constată că puterile maxime primite de întreprindere din rețeaua sistemului în punctele de măsurare a energiei *8'''* și *9'''* sînt : $\underline{S}_{8'''} = (2\,358{,}86 + j\ 1\,978{,}86)$ kVA și $\underline{S}_{9'''} = (2\,548{,}55 + j\ 2\,122{,}65)$ kVA.

3) *Determinarea energiilor active și reactive primite de întreprindere în punctele 8''' și 9''' în situația necompensată*

Se ține seamă de faptul că nu toți consumatorii au aceeași durată T de utilizare a puterii maxime.

Din fig. 3.2.4 se constată că : $T_{1,2} = 5\,300$ h/an ; $T_3 = 4\,000$ h/an ; $T_{4,5} = 4\,800$ h/an ; $T_6 = 5\,500$ h/an ; $T_7 = 5\,600$ h/an ; $T_{8,9} = 5\,500$ h/an ; $T_{10} = 5\,000$ h/an și $T_{11} = 5\,300$ h/an.

În schema din fig. 3.2.7 sînt indicate pentru fiecare punct în parte energiile activă și reactivă rezultate în urma calculelor efectuate.

Astfel, pentru fiecare dintre consumatorii racordați la barele *1* ; *2* și *3*, care prin transformatoare și linii separate sînt racordați la barele *A* și respectiv *B* se pot calcula direct energiile pe care le primesc de la barele respective, folosind puterile indicate în fig. 3.2.6 pentru punctele : *1A* ; *2B* și *3B* și duratele de utilizare T_1, T_2 și T_3.

În același mod se calculează energiile în punctele : *8A*, *9B*, *10A* și *11*.

Pentru barele *6* și *7* și punctele de racordare a liniilor respective la barele *A* și *B* (*6A* și *7B*) se calculează energiile procedîndu-se astfel (exemplu pentru bara *6* și punctul *6A*) :

— pentru energia activă :

$$W_{a6} = 390 \cdot 5\,500 = 2\,145 \cdot 10^3 \text{ kWh} ;$$

$$W_{a4'} = 306{,}07 \cdot 4\,800 = 1\,469{,}14 \cdot 10^3 \text{ kWh}.$$

Energia activă în punctul *6'* este :

$$W_{a6'} = W_{a6} + W_{a4'} = 3\,614{,}14 \cdot 10^3 \text{ kWh}.$$

Cunoscîndu-se puterea activă maximă simultană (fig. 3.2.6) $P_{6'} = 682{,}15$ kW se calculează durata de utilizare :

$$T_{a6'} = \frac{3\,614{,}14 \cdot 10^3}{682{,}15} = 5\,300 \text{ h/an}.$$

Cu această valoare se calculează energia activă necesară în punctul *6A* :

$$W_{a6A} = 684{,}77 \cdot 5\,300 = 3\,629{,}28 \cdot 10^3 \text{ kWh}.$$

Pentru energia reactivă calculele se efectuează în mod similar. De asemenea pentru consumatorii *5* ; *7* și pentru energiile necesare care circulă prin punctul *7B*.

Valorile obținute sînt indicate în fig. 3.2.7.

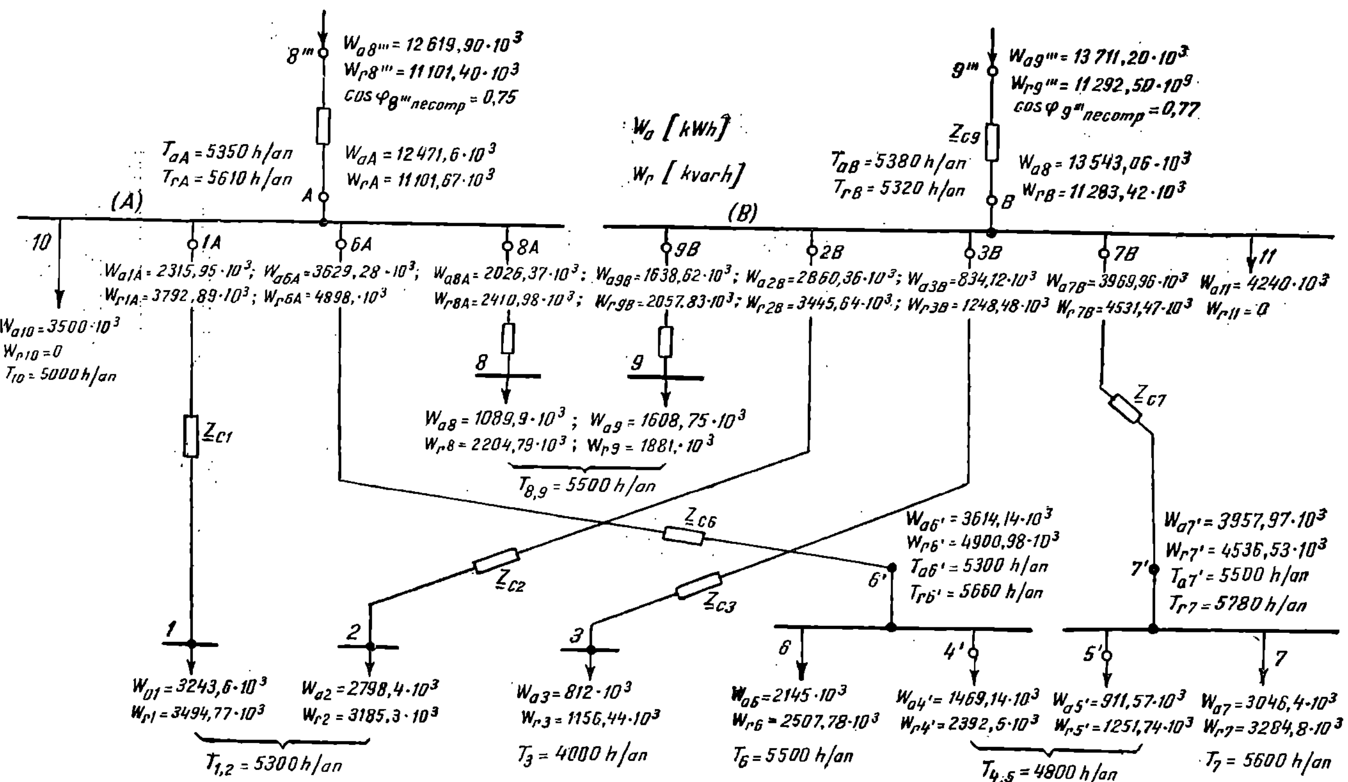


Fig. 3.2.7. Energiile și pierderile de energie pentru rețeaua din fig. 3.2.5., în situația necompensată.

4) *Stabilirea puterilor bateriilor de condensatoare în ipoteza montării acestora în posturile de transformare la joasă tensiune.*

În întreprindere există doi consumatori importanţi, *10* şi *11*, care au $\cos \varphi_{natural} = 1$ şi care contribuie la creşterea factorului de putere spre reţeaua sistemului. Astfel, în situaţia fără compensare de la valori de $0,58 = \cos \varphi_3$; $0,6 = \cos \varphi_4$ etc. se ajunge la punctele de decontare la $\cos \varphi_{8'''} = 0,75$ şi $\cos \varphi_{9'''} = 0,77$.

Întrucît această influenţă va exista şi în cazul compensării, pentru a se evita situaţiile de supracompensare în punctele *8'''* şi *9'''* se consideră că se face compensarea la consumatori pînă la o valoare a factorului de putere mediu egală cu 0,9.

În această ipoteză rezultă pentru fiecare dintre punctele de montare a bateriilor următoarele puteri:

în nodul *1* o baterie de 240 kvar (2·120);
în nodul *2* o baterie de 240 kvar (2·120);
în nodul *3* o baterie de 90 kvar (1·90);
în nodul *4* o baterie de 150 kvar (2·75);
în nodul *5* o baterie de 90 kvar (1·90);
în nodul *6* o baterie de 225 kvar (3·75);
în nodul *7* o baterie de 200 kvar (2·100);
în nodul *8* o baterie de 150 kvar (2·75);
în nodul *9* o baterie de 120 kvar (1·120).

Ca exemplu de calcul se indică modul de determinare a puterii bateriei pentru nodul *1*:

Pentru $\cos \varphi = 0,9$; $\sin \varphi = 0,44$, $\operatorname{tg} \varphi = 0,48$.

Energia reactivă pe care urmează s-o primească consumatorii din nodul *1* în cazul compensării din reţea este:

$$W_{r_1\,retea} = 3\,243,6 \cdot 10^3 \cdot 0,48 = 1\,556,93 \cdot 10^3 \text{ kvarh/an.}$$

Energia reactivă care urmează să fie produsă de bateria de condensatoare este diferenţa:

$$W_{r_1\,baterie} = 3\,494,77 \cdot 10^3 - 1\,556,93 \cdot 10^3 = 1\,937,84 \cdot 10^3 \text{ kvarh/an.}$$

Se consideră că datorită specificului întreprinderii bateriile de condensatoare funcţionează un număr de 8 000 h/an.

În acest caz puterea bateriei din nodul *1* este:

$$Q_{b_1} = \frac{1\,837,84 \cdot 10^3}{8\,000} = 242,23 \text{ kvar.}$$

Ţinîndu-se seamă de treptele de putere standardizate, se aleg două trepte a 120 kvar fiecare.

5) *Calculul pierderilor de putere în transformatoare şi linii în situaţia cu compensare*

Se consideră pierderi de putere activă în condensatoare de 0,3%.

Schema de calcul pe care sînt indicate şi rezultatele este reprezentată în fig. 3.2.8.

În urma calculelor efectuate se constată că în punctele de măsurare a puterii şi energiei livrate, respectiv *8'''* şi *9'''*, rezultă reducerea puterii active

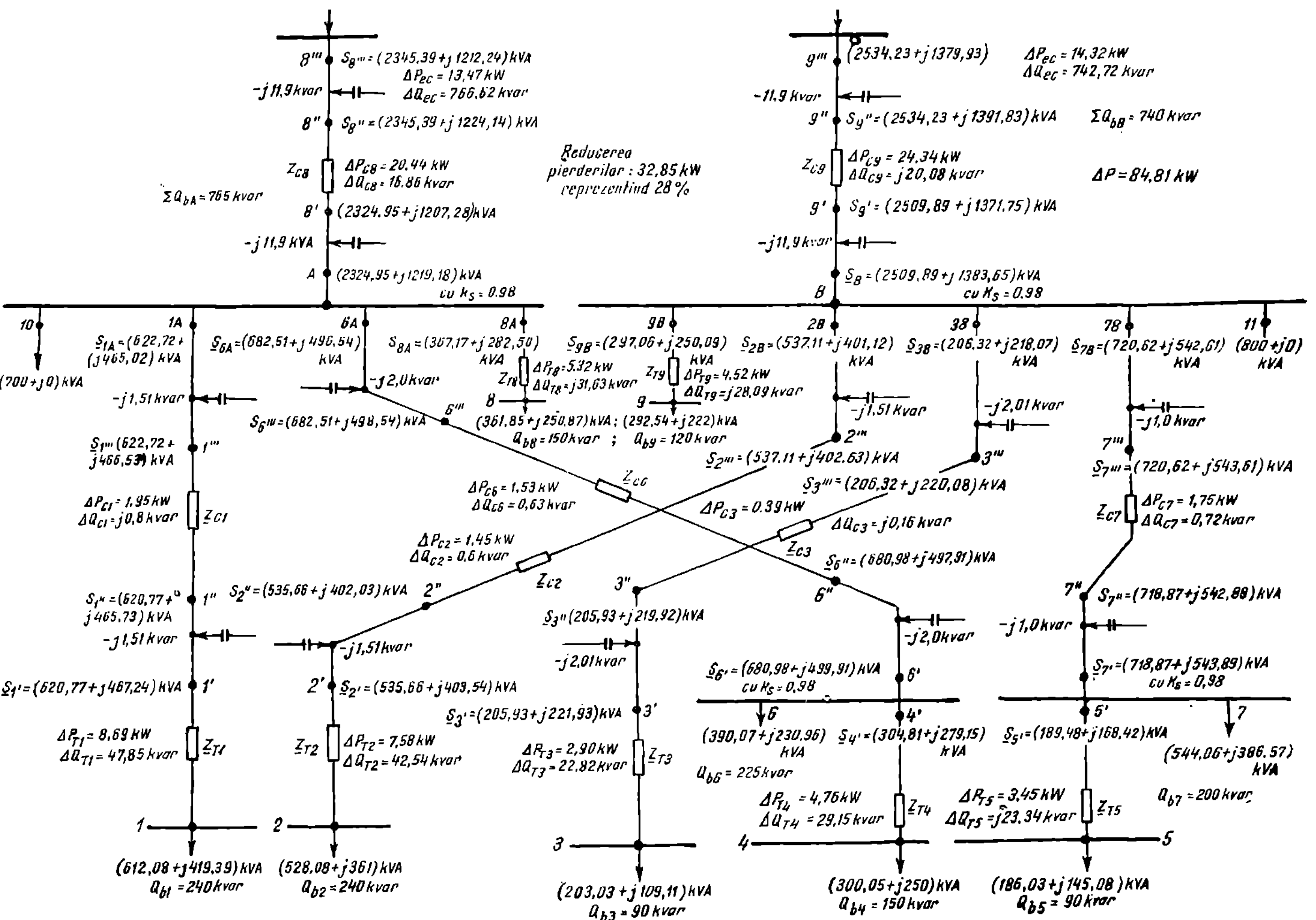


Fig. 3.2.8. Puterile și pierderile de putere pentru rețeaua din fig. 3.2.5., în situația compensată.

preluată de întreprindere la vîrf cu 13,47 kW şi a puterii reactive cu 766,62 kvar în punctul 8''' şi a puterii active cu 14,32 kW şi a celei reactive cu 742,72 kvar în punctul 9'''.

Se remarcă faptul că reducerea puterii active este destul de mică (0,57%), iar a puterii reactive de 1506,62 kvar este practic egală cu suma puterilor bateriilor de condensatoare care este 1 505 kvar.

Pierderile de putere activă în transformatoare şi cabluri se reduc în situaţia cu compensare faţă de cea fără compensare cu 32,85 kW, reprezentînd 28 %.

6) *Stabilirea consumului de energie activă şi reactivă în situaţia cu compensare*

Schema de calcul pe care sînt indicate şi rezultatele este reprezentată în fig. 3.2.9.

Pentru fiecare dintre nodurile de consum *1—11* s-a stabilit necesarul de energie activă şi reactivă, precum şi duratele de utilizare ale puterilor maxime pentru a continua calculele pînă la nodurile de măsurare a energiei 8''' şi 9'''.

Întrucît desfăşurarea calculelor este în general similară se dau, ca exemplu, etapele de calcul plecînd de la nodul *1* pînă la punctul de măsurare 8'''.

Astfel, pentru nodul *1* cunoscîndu-se :

$$P_1 = 612{,}08 \text{ kW} \text{ şi } T_{a\ max} = 5\,300 \text{ h/an}$$

s-a calculat energia activă necesară : $W_{a1} = 3\,244 \cdot 10^3$ kWh/an.

Considerîndu-se şi pentru puterea reactivă totală necesară $Q_1 = 419{,}39$ kvar acelaşi $T_{max} = 5\,300$ h/an, rezultă energia reactivă : $W_{r1\ total} = 3\,494{,}77 \cdot 10^3$ kvarh/an.

Puterea bateriei de condensatoare prevăzută pentru nodul *1* este $Q_{b_1} = 240$ kvar, avînd o durată de utilizare $T_{r1b} = 8\,000$ h/an, iar energia reactivă produsă $W_{r1b} = 1\,920 \cdot 10^3$ kvarh/an.

Consumatorii nodului *1* urmează să mai primească din reţea energia reactivă : $W_{r1ret} = (3\,494{,}77 - 1\,920) \cdot 10^3 = 1\,574{,}77 \cdot 10^3$ kvarh/an.

Întrucît puterea reactivă maximă pe care o mai primesc din reţea este $Q_{1\ ret} = 419{,}39$ kvar, rezultă durata de utilizare a acestei puteri : $T_{r1\ ret} = \dfrac{1\,574{,}77 \cdot 10^3}{419{,}39} = 3\,750$ h/an.

Cunoscîndu-se (fig. 3.2.8) puterile activă şi reactivă maxime din nodul *1A* : $\underline{S}_{1A} = (622{,}72 + j\,465{,}02)$ kVA şi duratele de utilizare $T_a = 5\,300$ h/an şi $T_r = 3\,750$ h/an se determină energiile care se transmit prin punctul *1A* spre consumatorii nodului *1*, respectiv :
$W_{a1A} = 3\,300{,}42 \cdot 10^3$ kWh/an şi $W_{r1A} = 1\,743{,}83 \cdot 10^3$ kvarh/an.

Însumînd energiile active şi reactive care circulă prin punctele : *10* ; *1A* ; *6A* şi *8A* se obţin energiile corespunzătoare în punctul *A* : $W_{aA} = 12\,433{,}99 \cdot 10^3$ kWh/an şi $W_{rA} = 4\,766{,}33 \cdot 10^3$ kvarh/an.

Cunoscînd puterile maxime în punctul *A* (fig. 3.2.8) :
$\underline{S}_A = (2\,324{,}95 + j\,1\,219{,}18)$ kVA se determină duratele de utilizare :
$T_{aA} = 5\,350$ h/an şi $T_{rA} = 3\,910$ h/an (fig. 3.2.9).

Cu aceste valori şi cu cele ale puterilor maxime din punctul 8''' $\underline{S}_{8'''} = (2\,345{,}39 + j\,1\,212{,}24)$ kVA se calculează energiile care circulă spre consumatori şi anume : $W_{a8'''} = 12\,547{,}84 \cdot 10^3$ kWh/an şi $W_{r8'''} = 4\,739{,}86 \cdot 10^3$ kvarh/an.

Valoarea medie a factorului de putere corespunzătoare este $\cos \varphi_{8'''\ comp} = 0{,}94$ adică egal cu cel neutral.

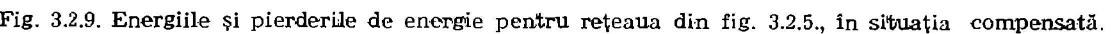


Fig. 3.2.9. Energiile şi pierderile de energie pentru reţeaua din fig. 3.2.5., în situaţia compensată.

Efectuîndu-se calculele şi pentru cel de-al doilea fider se obţin valorile energiilor pentru punctul de măsurare 9''', respectiv: $W_{a9'''} = 13\,634{,}16 \cdot 10^3$ kWh/an; $W_{r9'''} = 4\,484{,}77 \cdot 10^3$ kvarh/an, iar valoarea medie a factorului de putere: $\cos \varphi_{9'''\,comp} = 0{,}95$.

Faţă de consumul de energie activă şi reactivă din situaţia fără compensare, în situaţia cu compensare rezultă o reducere a cantităţii de energie care circulă prin nodurile 8''' şi 9''' spre întreprindere de:

— pentru energia activă: 149 100 kWh/an;

— pentru energia reactivă: 13 169 270 kvarh/an.

7) *Calculul eficienţei economice a compensării*

a) Determinarea investiţiilor necesare pentru instalarea bateriilor de condensatoare:

— la joasă tensiune se instalează $\Sigma Q_b = 1\,080$ kvar, toate într-o treaptă, comutabile manual. Investiţia specifică este 175 lei/kvar;

— la medie tensiune (6 kV) se instalează două baterii (225 + 200) kvar, fiecare într-o treaptă comutabile manual. Investiţia specifică pentru fiecare este 500 lei/kvar.

Investiţia totală I_b este:

$$I_b = 189\,000 + 212\,500 = 401\ 500 \text{ lei.}$$

b) Costul energiei active economisite (149 100 kWh/an).

Se consideră tarif monom. În acest caz, conform reglementărilor în vigoare, tariful la medie tensiune este: 1,12 lei/kWh la orele de vîrf şi 0,41 lei/kWh pentru restul orelor.

Considerîndu-se că în 24 h perioada de vîrf reprezintă 4 h se determină un tarif mediu ponderat:

$$C_{W_a\,spec} = \frac{1{,}12 \cdot 4 + 20 \cdot 0{,}41}{24} = 0{,}53 \text{ lei/kWh.}$$

Costul energiei active economisite C_{W_a} este:

$$C_{W_a} = 149\,100 \cdot 0{,}53 = 79\,023 \text{ lei/an.}$$

c) Penalizarea pentru energia reactivă consumată pentru $\cos \varphi \leqslant 0{,}92$ care conform normelor, pentru medie tensiune este 0,052 lei/kvarh pentru 13 169 270 kvarh/an reprezintă: $C_{W_r} = 684\,802$ lei/an.

d) Cheltuielile pentru bateriile de condensatoare C_b pentru amortizări, reparaţii, întreţinere, stabilite prin reglementări la $0{,}11 \cdot I_b$ reprezintă: 44 165 lei/an $= C_b$.

Totalul cheltuielilor anuale format din:

$$C_{W_a} + C_{W_r} - C_b = 719\,660 \text{ lei/an.}$$

În această situaţie recuperarea investiţiei se face în 0,56 ani < 5 ani, adică într-un timp foarte scurt, de unde rezultă oportunitatea compensării energiei reactive.

8) *Calculul costului de revenire al energiei reactive*

Se foloseşte expresia (3.1.16) pentru care se determină mărimile necesare şi anume:

— amortizarea bateriilor de condensatoare C_I. Cota de amortizare $C_a = 6\,\%$, iar $C_I = 401\,500 \cdot 0{,}06 = 24\,090$ lei/an;

— cheltuielile anuale corespunzătoare pierderilor de putere activă în condensatoare (C_p) :

C_p — prețul specific plătit pentru putere : 67 lei/kW ;

p_b — pierderile specifice în condensatoare : 0,3% ;

ΣQ_{bi} — puterea tuturor bateriilor de condensatoare : 1 505 kvar, deci :

$$C_p = 67 \cdot \frac{0,3}{100} \cdot 1\,505 = 302,51 \text{ lei/an} ;$$

— cheltuielile anuale corespunzătoare pierderilor de energie activă în condensatoare C_{Wa}.

c_{Wa} — prețul specific al energiei : 0,53 lei/kWh ;

$$p_b \Sigma Q_b = \frac{0,3}{100} \cdot 1\,505 = 4,52 \text{ kW} ;$$

$$T_{fb} = 8\,000 \text{ h/an} ;$$

$$C_{Wa} = 0,53 \cdot 4,52 \cdot 8\,000 = 19\,164,80 \text{ lei/an.}$$

— energia reactivă produsă de toate bateriile de condensatoare într-un an :

$$\Sigma Q_{bi} = T_{fb} = 1\,505 \cdot 8\,000 = 12\,040\,000 \text{ kvarh/an.}$$

— costul de revenire :

$$C_Q = \frac{24\,090 + 302,51 + 19\,164,80}{12\,040\,000} = 0,00362 \text{ lei/kvarh.}$$

Întrucît în cazul necompensării întreprinderea plătește 0,052 lei/kvarh consumată pentru $\cos\varphi \leqslant 0,92$, iar în cazul compensării plătește 0,00362 lei/kvarh produsă de baterie, rezultă că și în privința costului de revenire compensarea este avantajoasă.

9) *Calculul frecvenței de rezonanță*

În expresia (3.1.17) se neglijează cel de-al doilea termen de sub radical care are un aport foarte mic. În acest caz pentru fiecare nod se determină $x_c = \frac{1}{C\omega} = \frac{U^2}{Q_b}$ și reactanța la scurtcircuit x_{sc}. Dacă se consideră pentru posturile de transformare pe partea de medie tensiune sistem de putere infinită, $x_{sc} = x_t = \frac{u_{sc}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_{nt}}$.

În aceste ipoteze frecvențele de rezonanță pentru fiecare bară de joasă tensiune sînt :

bara *1* : $c_c = 0,6\ \Omega$; $x_{sc} = 0,0054\ \Omega$; $\nu_{1\,rez} = 10,5$;

bara *2* : $\nu_{2\,rez} = \nu_{1\,rez} = 10,5$;

bara *3* : $x_c = 1,6\ \Omega$; $x_{sc} = 0,0138\ \Omega$; $\nu_{3\,rez} = 10,77$;

bara *4* : $x_c = 0,96\ \Omega$; $x_{sc} = 0,0087\ \Omega$; $\nu_{4\,rez} = 10,50$;

bara *5* : $x_c = 1,6\ \Omega$; $x_{sc} = 0,0087\ \Omega$; $\nu_{5\,rez} = 13,56$;

bara *8* : $x_c = 0,96\ \Omega$; $x_{sc} = 0,0087\ \Omega$; $\nu_{8\,rez} = 10,50$;

bara *9* : $x_c = 1,2\ \Omega$; $x_{sc} = 0,0087\ \Omega$; $\nu_{9\,rez} = 11,74$.

În ceea ce privește nodurile *6* și *7*, în care bateriile de condensatoare se instalează la medie tensiune (6 kV), pentru care nu sînt datele necesare calculării puterii reale de scurtcircuit, se admit pentru aceasta două valori extreme respectiv 100 MVA și 250 MVA. Cu aceste valori se determină domeniul de variație al ordinului frecvenței de rezonanță.

Pentru nodul *6*:

— dacă $S_{sc} = 100$ MVA; $x_{sc} = 0{,}36\ \Omega$; $x_c = 160\ \Omega$; iar $\nu_{rez} = 21{,}08$;
— dacă $S_{sc} = 250$ MVA; $x_{sc} = 0{,}14\ \Omega$; $x_c = 160\ \Omega$, iar $\nu_{rez} = 32{,}81$.

Pentru nodul *7*:

— dacă $S_{sc} = 100$ MVA; $x_{sc} = 0{,}36\ \Omega$; $x_c = 180\ \Omega$, iar $\nu_{rez} = 22{,}36$;
— dacă $S_{sc} = 250$ MVA; $x_{sc} = 0{,}14\ \Omega$; $x_c = 180\ \Omega$, iar $\nu_{rez} = 35{,}86$.

Rezultatele obținute arată că pentru bateriile de condensatoare montate la joasă tensiune ordinul armonicelor de rezonanță este aproape de 11 și 13, care pot exista în sectoare de rețele care alimentează consumatori deformanți. În acest caz este indicat să se oscilografieze undele de curent și tensiune pentru a ști dacă există pericolul de rezonanță.

Pentru bateriile racordate la barele *6* și *7* probabilitatea apariției fenomenului de rezonanță este foarte mică, deoarece armonici de ordinul 21 și mai mare apar mult mai rar.

Aplicația 3.2.3. Să se dimensioneze o baterie de condensatoare cu o treaptă, pentru compensarea unei puteri $Q_{nec} = 3{,}2$ Mvar pe barele de 6 kV într-o stație de transformare de 110/6 kV. Puterea de scurtcircuit pe barele stației de 6 kV este $S_{sc} = 300$ MVA.

REZOLVARE:

Conform normativelor în vigoare, dimensionarea unei baterii de condensatoare cuprinde: determinarea tensiunii și puterii nominale a bateriei și verificarea bateriei la conectare și deconectare.

a) *Stabilirea tensiunii nominale a bateriei de condensatoare*

Pentru ca nivelul de tensiune la care este supus condensatorul în exploatare să nu depășească nivelul de izolație nominal U_{nc} prescris pe condensator trebuie îndeplinită restricția:

$$\frac{U_n}{\sqrt{3}} \leqslant U_{nc}, \tag{3.2.18}$$

adică se va utiliza un condensator pe fază dacă tensiunea sa nominală este egală sau mai mare decît tensiunea de fază a rețelei la care se racordează bateria.

În cazul în care nu se dispune de un condensator pentru care să fie îndeplinită relația (3.2.18) este necesară montarea în serie a două sau mai multe condensatoare.

Numărul n de condensatoare legate în serie pe o fază va fi numărul întreg obținut prin rotunjire în sens crescător, a valorii raportului dintre tensiunea de fază a rețelei și tensiunea nominală a condensatorului adică:

$$n \geqslant \frac{U_n}{3\sqrt{U_{nc}}} \tag{3.2.19}$$

Dacă se utilizează condensatoare tip CS-3,64/6,3-50-100-2E, cu $U_{nc} = 3,64$ kV, $C_n = 24$ μF, $Q_{nc} = 100$ kvar, din aplicarea condiției (3.2.19) este necesar ca :

$$n \geqslant \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 3,64} \geqslant 1,$$

sau

$$\frac{6,3}{\sqrt{3}} \leqslant 3,64,$$

rezultînd că este suficient cîte un condensator pe fiecare fază.

Deci, în acest caz, tensiunea nominală a bateriei va fi egală cu tensiunea nominală a rețelei la care este racordată bateria de condensatoare.

b) *Determinarea puterii nominale a bateriei*

Pentru a se preîntîmpina efecte nedorite (de exemplu, periclitatea aparatajului) la conectarea și deconectarea de la rețea a bateriei de condensatoare, se verifică următoarele :

— Creșterea tensiunii pe barele stației la conectarea bateriei să nu depășească căderea admisibilă de tensiune, $\Delta U_{adm} = 3\%$; această restricție este dată de relația :

$$\frac{S_{sc}}{Q_{nec}} \geqslant 33,3, \qquad (3.2.20)$$

în care $S_{sc} = 300$ MVA reprezintă puterea de scurtcircuit pe barele de 6 kV ale stației, iar $Q_{nec} = 3,2$ Mvar este puterea de compensat. După înlocuiri în relația (3.2.20) rezultă :

$$\frac{300}{3,2} \approx 94 > 33,3,$$

adică condiția (3.2.20) este îndeplinită.

În caz că Q_{nec} nu satisface condiția (3.2.20) este necesară funcționarea bateriei în trepte.

— Puterea bateriei este limitată de puterea de rupere de către întreruptor a curenților capacitivi, conform relației :

$$Q_{nec} \leqslant \sqrt{3}\,\frac{I_{cap}}{1,43}\,U_{nc} \qquad (3.2.21)$$

în care : I_{cap} este curentul de rupere al întreruptorului în regim capacitiv, indicat de fabricant (pentru întreruptorul IO-10-630, $I_{cap} = 315$ A) ;

U_{nc} — tensiunea nominală a bateriei, în kV.

Rezultă :

$$Q_{nec} \leqslant \sqrt{3}\,\frac{315}{1,43} \cdot 6,3 = 2,4 \text{ Mvar}$$

sau, dacă se neglijează coeficientul de majorare 1,43 față de curentul nominal :

$$Q_{nec} \leqslant \sqrt{3} \cdot 315 \cdot 6,3 = 3,4 \text{ Mvar}.$$

— Numărul de condensatoare necesar pentru a obține puterea $Q_{nec} = 3,2$ Mvar va fi :

$$N = \frac{Q_{nec}}{Q_{nc}} = \frac{3,2}{0,1} = 32 \text{ unități}.$$

Dacă se consideră conexiunea în dublă stea ($m = 2$) şi cu un condensator pe fază ($n = 1$) se obţine numărul de condensatoare n_f în paralel pe fiecare fază

$$n_f = \frac{N}{3\,mn} = \frac{32}{32,1} = 5,3.$$

Alegîndu-se un număr întreg de 5 condensatoare în paralel pe fiecare fază, rezultă un număr total:

$$N_t = 3 \cdot 2 \cdot 5 = 30 \text{ condensatoare.}$$

Puterea reală a bateriei va fi:

$$Q_{bn} = N_t \cdot Q_{nc} = 30 \cdot 0,1 = 3 \text{ kvar.}$$

c. *Verificarea bateriei*

— Verificarea bateriei la conectare constă în calculul şocului de tensiune:

$$\Delta U\% = \frac{Q_{bn}}{S_{sc}} \cdot 100 = \frac{3}{300} \cdot 100 = 1\% < \Delta U_{adm} = 3\%,$$

respectiv şocului de curent

$$I_{mt} = \frac{Q_{bn}}{\sqrt{3}\,U_n}\left(1 + \sqrt{\frac{S_{sc}}{Q_{bn}}}\right) = \frac{3}{\sqrt{3} \cdot 6,3}\left(1 + \sqrt{\frac{300}{3}}\right) = 3,02 \text{ kA},$$

adică $I_{mt} = 3,02$ kA $< I_{soc} = 62$ kA (curentul de şoc admisibil recomandat de fabricant pentru întreruptorul IO-10-630).

— Verificarea bateriei la deconectare constă în respectarea restricţiei $I_n < I_{cap}$. În cazul de faţă rezultă:

$$I_n = \frac{Q_{bn}}{3\sqrt{U_n}} = \frac{3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 16,3} = 275 \text{ A} < I_{cap} = 315 \text{ A},$$

adică bateria aleasă corespunde şi din acest punct de vedere.

Aplicaţia 3.2.4. Să se determine parametrii unei instalaţii de descărcare automată a unei baterii de condensatoare avînd următoarele caracteristici: $Q_{bn} = 3$ Mvar, $U_n = 6,3$ kV. Schema de conexiuni a condensatoarelor este în dublă stea ($m = 2$) cu $n_f = 5$ condensatoare — avînd capacitatea $C_n = 24$ μF şi puterea $Q_{nc} = 100$ kvar — în paralel pe fiecare fază şi stea.

REZOLVARE:

Calculul rezistenţei circuitului de descărcare a bateriei se face folosindu-se relaţia:

$$R_d \leqslant \frac{t}{C \ln \frac{U_{rem}}{U_{adm}}} \; [\text{M}\Omega],$$

în care: $U_{rem} = \sqrt{2}U_n$ este tensiunea remanentă la bornele condensatorului la deconectarea de la reţea, în kV;
$C = mn_fC_n$ — capacitatea pe fază a bateriei, în μF;
$t = 300$ s — timpul dintre momentul deconectării pînă la atingerea valorii nepericuloase a tensiunii;
$U_{adm} = 0,05$ kV — tensiunea nepericuloasă admisibilă.

Făcîndu-se înlocuirile, rezultă :

$$R_d \leqslant \frac{300}{2 \cdot 5 \cdot 24 \ln \frac{\sqrt{2} \cdot 6,3}{0,05}} = 0,241 \text{ M}\Omega,$$

adică rezistența instalației de descărcare trebuie să fie mai mică sau cel mult egală cu valoarea de 0,241 MΩ.

Acelaşi rezultat se obţine şi dacă se foloseşte tabelul 3.2.1. Pentru bateria cu $Q_{bn} = 3$ Mvar şi $U_n = 6,3$ kV, din tabel se găseşte $R_{d\ max} = 0,242$ MΩ.

Tabelul 3.2.1

Rezistența maximă a circuitului de descărcare

Tensiunea	0,6 Mvar	1,2 Mvar	1,8 Mvar	2,4 Mvar	3 Mvar
20 kV	5,875	2,935	1,9575	1,4675	1,175
10 kV	3,315	1,6575	1,104	0,828	0,663
6,3 kV	1,21	0,605	0,4025	0,302	0,242

BIBLIOGRAFIE

1. Iacobescu, G., Iordănescu, I. şi Tudose, M. **Reţele şi sisteme electrice,** Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1979.
2. Iordănescu, I. şi Iacobescu, G. **Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor,** Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1979.
3. Albert, H., Iordănescu, I. şi Florea, O. **Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor,** Editura Tehnică, Bucureşti, 1981.
4. Antoniu, I. S. **Bazele electrotehnicii,** Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1974.
5. Gheorghiu, N. ş.a. **Utilizarea energiei electrice în industrie şi agricultură,** Editura Tehnică, Bucureşti, 1974.
6. Grzybovschi, S. ş.a. **Condesatoare în energetică** (trad. din lb. poloră) Bucureşti, Editura Tehnică, 1966.
7. Mucoseev, I. L. **Electrosnabjenie promişlenîh predpriatii,** Moscova, Energhia, 1973.
8. Bercovici, M., Arie, A., Pecată, A. **Reţele electrice-calculul electric,** Editura Tehnică, 1974.
9. Iacobescu, N., Iordănescu, I. şi Tenovici, R. **Reţele electrice,** Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1975.
10. Albert, H. **Pierderi de putere şi energie în reţelele electrice,** Editura Tehnică, Bucureşti, 1984.
11. M.E.E. **Normativ privind alimentarea cu energie electrică a consumatorilor industriali şi similari.** PE 124/78.
12. Pospelov, N. E. ş.a. **Poteri moscinosti i energii v electriceschih seteah,** Moscova, Energoizdat 1981.
13. Marinescu, A., Berler, N. **Amplasarea optimă a surselor de putere reactivă în reţelele electrice de înaltă şi medie tensiune.** (NEWOPT) Biblioteca ELECTRA 1982/20.
14. Balaurescu, D., Eremia, M. **Îmbunătăţirea factorului de putere,** Editura Tehnică, Bucureşti, 1981.
15. Miclescu, Th. ş.a. **Utilizarea energiei electrice,** Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1981.

4. REGIMUL PERMANENT DE FUNCȚIONARE AL REȚELELOR ELECTRICE COMPLEXE

4.1. INDICAȚII TEORETICE

Rețelele electrice industriale, care cuprind în principal rețele de medie și joasă tensiune, se caracterizează printr-o creștere impresionantă atît ca întindere cît și ca materiale și echipamente. În aceste condiții devine necesară înlocuirea metodelor tradiționale de proiectare și exploatare cu metode noi bazate pe tehnica modernă de calcul. În alegerea soluției tehnico-economice privind sistemul de distribuție la medie și joasă tensiune și a sistemului de alimentare, care în marile combinate industriale este la înaltă sau foarte înaltă tensiune, precum și în exploatarea optimă intervin cu o pondere importantă pierderea de putere și de energie, valorile tensiunilor la consumatori, mărimi care pot fi determinate prin calcularea regimului permanent de funcționare.

Regimul permanent de funcționare a unei rețele este cunoscut, atunci cînd în toate nodurile sale se cunosc: puterea activă și reactivă, tensiunea în modul și argument.

Determinarea regimului permanent de funcționare a unei rețele electrice presupune rezolvarea următoarelor grupe de probleme: stabilirea schemei echivalente pentru fiecare element component al rețelei; exprimarea analitică a modului de legătură între elementele rețelei; alegerea metodei electrotehnice care descrie starea electrică a rețelei; alegerea metodei numerice de calcul și îmbunătățirea soluției obținute.

4.1.1. FORMULAREA MATEMATICĂ A REGIMULUI PERMANENT

În calculele de regimuri permanente, liniile electrice aeriene sau subterane se reprezintă prin rezistență, reactanță inductivă și susceptanța capacitivă, care sînt mărimi cunoscute, transformatoarele electrice se reprezintă prin schemele echivalente în Γ și prin transformatoare ideale cu rapoarte de trans-

formare corespunzătoare prizei pe care se funcționează, compensatoarele sincrone și bateriile de condensatoare — prin puterea reactivă la borne, iar generatoarele și receptoarele, în general — prin puteri constante la borne. Avînd în vedere aceste reprezentări rețeaua electrică a unui sistem electro-energetic în general, și a unei rețele industriale în particular, se caracterizează printr-o structură specifică :

— o parte lineară, formată din $N+1$ noduri, din care unul este nodul de referință al potențialelor (nodul pămînt, numerotat cu zero) și L laturi de legătură între cele $N+1$ noduri, de impedanțe (admitanțe) constante ;

— o parte nelineară, formată din injecțiile (ejecțiile) de putere legate între nodurile N și nodul O.

Astfel, în fig. 4.1.1, *a* se reprezintă o porțiune din schema electrică a unei întreprinderi industriale.

În schema electrică echivalentă din fig. 4.1.1, *b* fiderii au fost reprezentați prin impedanțe și susceptanțe, transformatoarele — prin scheme echivalente în Γ și transformatoare ideale cu un raport de transformare corespunzător prizei mediane, iar receptoarele din nodurile *3*, *8* și *9* — prin puteri absorbite (ejectate) la noduri.

Nodul O se consideră întotdeauna un nod pasiv, în sensul că nu este asociat cu o putere injectată sau ejectată. Celelalte N noduri ale rețelei sînt în general noduri active deoarece în ele se află fie puteri injectate, fie puteri absorbite, fie ambele simultan

$$\underline{S}_i = \underline{S}_{gi} - \underline{S}_{ri} \qquad (4.1.1)$$

în care :

$\underline{S}_i$ este puterea injectată sau absorbită (ejectată) în nodul i, după cum diferența exprimată prin relația (4.1.1) este pozitivă sau negativă ;

$\underline{S}_{gi}$ — puterea complexă la bornele generatorului din nodul i ;

$\underline{S}_{ri}$ — puterea complexă la bornele receptorului din nodul i.

Schema echivalentă din fig. 4.1.1, *b* conține două categorii de laturi : transversale, care sînt incidente cu nodul de referință și longitudinale, care nu sînt incidente cu nodul de referință.

O latură transversală $O-i$ se caracterizează printr-o admitanță $\underline{y}_{0i}$, care este egală cu suma admitanțelor laturilor transversale din schemele Γ și π ale transformatoarelor și liniilor conectate la nodul i.

Laturile transversale $O-i$ pot fi considerate receptoare de curent sau de putere

$$\underline{S}_{i0} = \underline{U}_i \underline{I}_{i0}^* = y_{0i} \underline{U}_i^2 \qquad (4.1.2)$$

Puterile $\underline{S}_{i0}$ se includ în puterile receptoarelor $\underline{S}_{ri}$, iar laturile transversale dispar din schema echivalentă. În urma acestei operații se obține schema echivalentă din fig. 4.1.1, *c*, care cuprinde numai laturi longitudinale.

În cazul rețelelor complexe schema de conexiuni se poate exprima analitic prin intermediul matricelor de incidență, [1], [2], [3], [7].

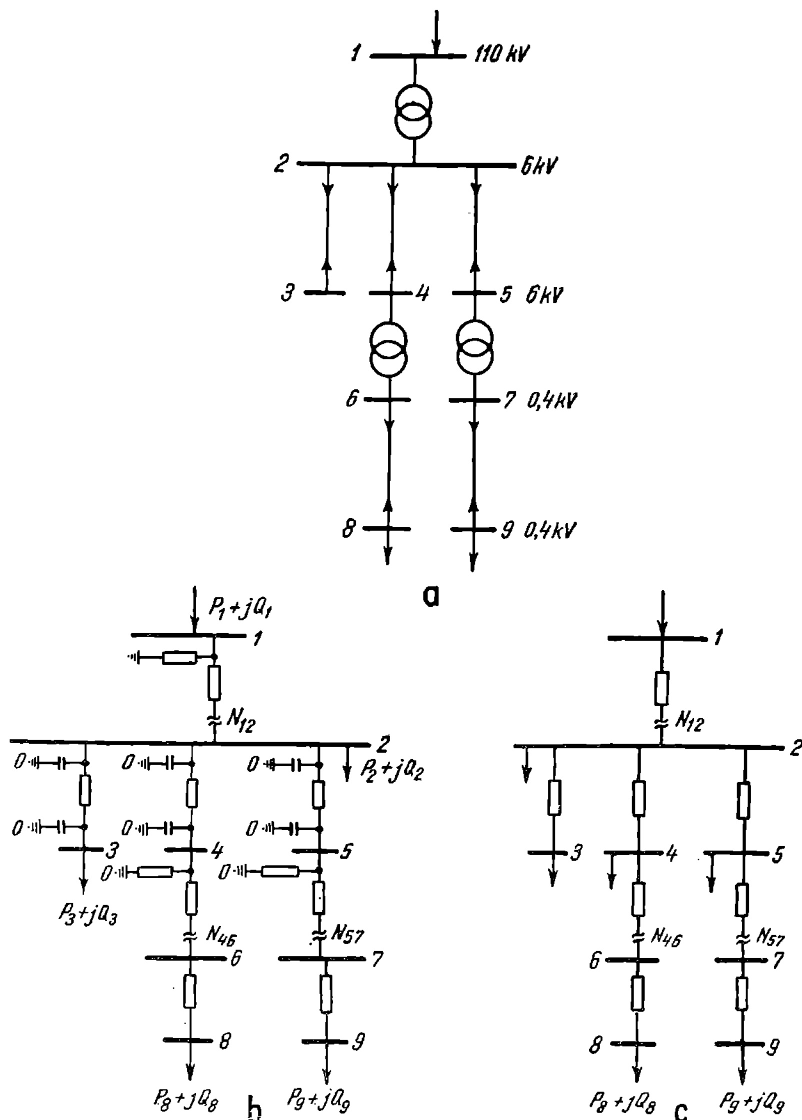


Fig. 4.1.1. Schema electrică de alimentare a unui consumator industrial : *a* — schema electrică de principiu ; *b* — schema electrică echivalentă cu laturi longitudinale şi transversale ; c — schema electrică echivalentă conţinînd numai laturi longitudinale.

În general starea electrică a reţelei se exprimă cu ajutorul metodei electrotehnice a tensiunilor la noduri. În această metodă schema de conexiuni a reţelei este cuprinsă în matricea admitanţelor nodale. Matricea admitanţelor nodale poate fi însă scrisă uşor şi fără ajutorul matricelor de incidenţă.

Metoda tensiunilor nodale este descrisă de ecuaţia :

$$[\underline{Y}_{NN}]\,[\underline{U}_N] = [\underline{I}_N] \tag{4.1.3}$$

în care :

$[\underline{Y}_{NN}]$ este matricea admitanțelor nodale ;

$[\underline{U}_N]$ — matricea coloană a tensiunilor la noduri ;

$[\underline{I}_N]$ — matrice coloană a curenților la noduri ;

N — numărul total de noduri (fără nodul O, considerat origine a potențialelor și a grafului rețelei).

Matricea admitanțelor nodale $[\underline{Y}_{NN}]$ din relația (4.1.3) poate fi scrisă direct, avînd următoarele proprietăți : este o matrice pătrată, adică are numărul de linii egal cu numărul de coloane și egal cu numărul de noduri al rețelei.

Termenii matricei $\underline{Y}_{NN}$ se calculează cu ajutorul relațiilor :

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{\text{galv}} \underline{y}_{ik} + \sum_{\text{magn}} \underline{y}_{ki} \underline{N}_{ki}^2 \quad (4.1.4)$$

$$\underline{Y}_{ik} = -\underline{y}_{ik} \underline{N}_{ik} = -\underline{y}_{ki} \underline{N}_{ki}^* \quad (4.1.5)$$

unde operatorul $\underline{N}_{ik} = N_{ik} \underline{|\Phi_{ik}}$ reprezintă raportul de transformare a transformatorului ideal care odată cu transformarea modulului tensiunii schimbă și defazajul acesteia cu argumentul Φ.

Puterile complexe $\underline{S}_i$ și $\underline{S}_k$ la bornele primare și secundare ale transformatorului ideal trebuie să fie egale :

$$\underline{S}_i = \underline{E}_i \underline{I}_i^* = \underline{E}_k \underline{I}_k^* = \underline{S}_k$$

Rezultă :

$$\underline{N}_{ik} = \frac{\underline{E}_i}{\underline{E}_k} = \left(\frac{\underline{I}_k}{\underline{I}_i} \right)^* \quad (4.1.6)$$

În prima sumă din relația (4.1.4) se includ laturile $i-k$ cu incidențe galvanice la nodul i, iar în a doua sumă se includ laturile $i-k$, cu incidențe magnetice la nodul i. Cu relația (4.1.5) se exprimă $\underline{Y}_{ik}$ în funcție de $\underline{y}_{ik}$ (admitanța laturii dintre nodurile $i-k$) și N_{ik} sau în funcție de $\underline{y}_{ki}$ și $\underline{N}_{ki}^*$, după cum incidența galvanică este la nodul i sau la nodul k. Astfel, de exemplu pentru rețeaua din fig. 4.1.1, matricea admitanțelor nodale este

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	$\underline{y}_{12}$	$-\underline{y}_{12}\underline{N}_{12}$	0	0	0	0	0	0	0
2	$-\underline{y}_{21}\underline{N}_{21}^*$	$\underline{y}_{21}\underline{N}_{21}^2 + \underline{y}_{23}+\underline{y}_{24} +\underline{y}_{25}$	$-\underline{y}_{23}$	$-\underline{y}_{24}$	$-\underline{y}_{25}$	0	0	0	0
3	0	$-\underline{y}_{32}$	$\underline{y}_{32}$	0	0	0	0	0	0
$[Y_{NN}]$ 4	0	$-\underline{y}_{42}$	0	$\underline{y}_{42}+\underline{y}_{46}$	0	$-\underline{y}_{46}\underline{N}_{46}$	0	0	0
5	0	$-\underline{y}_{52}$	0	0	$\underline{y}_{52}+\underline{y}_{57}$	0	0	$-\underline{y}_{57}\underline{N}_{57}$	0
6 (4.1.7)	0	0	0	$\underline{y}_{40}\underline{N}_{46}^*$		$\underline{y}_{68} + \underline{y}_{16}\underline{N}_{46}^2$	0	$-\underline{y}_{68}$	0
7	0	0	0	0	$\underline{y}_{56}\underline{N}_{57}^*$	0	$\underline{y}_{79} + \underline{y}_{57}\underline{N}_{57}$	0	$-\underline{y}_{79}$
8	0	0	0	0	0	$-\underline{y}_{86}$	0	$\underline{y}_{86}$	0
9	0	0	0	0	0	0	$-y_{97}$	0	$\underline{y}_{97}$

Din relația (4.1.3) rezultă pentru curentul $\underline{I}_i$, injectat la nodul i,

$$\underline{I}_i = \sum_{k=1}^{N} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k \qquad i = 1\ldots, N \qquad (4.1.8)$$

iar :

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i\underline{I}_i^* \qquad i = 1\ldots, N \qquad (4.1.9)$$

unde :

$\underline{U}_k = U_k e^{j\theta_k}$ este tensiunea între faze la nodul k de modul U_k și argument θ_k ;

$\underline{I}_i$ — curentul pe fază înmulțit cu $\sqrt{3}$, injectat în nodul i ;

$\underline{S}_i$ — puterea trifazată injectată în nodul i.

Avînd în vedere relațiile (4.1.1), (4.1.7) și (4.1.8) rezultă :

$$\underline{S}_{gi} - \underline{S}_{ri} = \underline{S}_i = P_i + \mathrm{j}\, Q_i = \underline{U}_i \sum_{k=1}^{N} \underline{Y}_{ik}^* \underline{U}_k^* \qquad i = 1\ldots, N$$

$$P_i = \mathrm{Re}\, \underline{U}_i \sum_{k=1}^{N} \underline{Y}_{ik}^*\underline{U}_k^* \qquad (4.1.10)$$

$$Q_i = \mathrm{Im}\, \underline{U}_i \sum_{k=1}^{N} \underline{Y}_{ik}^*\underline{U}_k^*$$

Puterea $\underline{S}_i$ depinde în general de doi parametri : frecvența f și tensiunea nodală $\underline{U}_i$. Frecvența este un parametru unic al sistemului eletcric, iar tensiunea este parametru local.

$$\underline{S}_i = P_i(f, U_i) + \mathrm{j}\, Q_i(f, U_i) \qquad (4.1.11)$$

Se separă părțile reală și imaginară din (4.1.10) și (4.1.11)

$$\mathrm{Re}\underline{U}_i \sum_{k=1}^{N} \underline{Y}_{ik}^*\underline{U}_k^* = P_i(f, U_i) \qquad i = 1, \ldots, N \qquad (4.1.12)$$

$$\mathrm{Im}\underline{U}_i \sum_{k=1}^{N} \underline{Y}_{ik}^*\underline{U}_k^* = Q_i(f, U_i) \qquad i = 1, \ldots, N \qquad (4.1.13)$$

Se spune că matricea $[\underline{Y}_{nn}]$ este binc condiționată, atunci cînd termenii diagonali sînt dominanți față de cei nediagonali. În rețeaua longitudinală cu operatori de transformare, pentru nodurile terminale i de pe laturile $i-k$ cu operatori $N_{ik} < 1$, termenii diagonali sînt mai mici decît cei nediagonali. Același efect îl are prezența autotransformatoarelor în buclele rețelei longitudinale.

Dacă N este numărul de noduri și $\underline{U}_i = U_i e^{j\theta_i}$, atunci relațiile (4.1.10) și (4.1.11) formează un sistem de 2 N ecuații nelineare cu 2 N necunoscute : modulele U_i în număr de N, argumentele θ_i în număr de $N-1$ și frecvența f.

Unul din argumentele θ_i se poate lua arbitrar, de exemplu la nodul *1* se alege $\theta_1 = 0$, iar nodul *1* devine nod de referință a argumentelor. Variabilele independente U_i, θ_i, $i=2,\ldots N$ și f se numesc *coordonate generalizate* ale punctului de funcționare. Fiecare regim permanent se poate exprima printr-un anumit

sistem de valori al coordonatelor generalizate, adică printr-un punct de funcţionare. Dacă se fixează o coordonată generalizată, atunci este necesar să se elimine o ecuaţie pentru a se obţine un sistem de $2N-1$ ecuaţii cu $2N-1$ variabile independente.

Dacă se fixează coordonata f se elimină una din ecuaţii, de exemplu cea corespunzătoare nodului a cărui tensiune a fost considerată origine a argumentelor, adică ecuaţia nodului *1*. Nodul *1*, pentru care se elimină ecuaţia de bilanţ a puterilor active, se numeşte nod de echilibrare a puterilor active.

Puterea P_1 de la nodul *1* devine adaptabilă şi se calculează în final cu ajutorul ecuaţiei eliminate.

Se pot fixa şi alte coordonate U_i sau θ_i, eliminînd de fiecare dată cîte o ecuaţie din sistemul (4.1.12), (4.1.13).

Dacă se fixează coordonata U_i atunci puterea Q_i devine „adaptabilă", iar dacă se fixează coordonata θ_i atunci puterea P_i devine adaptabilă. Dacă la nodul de echilibrare a puterilor active se fixează şi modulul tensiunii U_1, atunci ambele puteri P_1 şi Q_1 sînt „adaptabile". Nodul *1* devine în acest caz nod de echilibrare a puterilor active şi reactive. Ca nod de echilibru se alege de obicei unul din nodurile generatoare puternice.

În calculul frecvent al regimurilor permanente, avînd în vedere consideraţii de natură fizică, la nodurile de tip generator se fixează mărimile P, U şi se calculează mărimile Q şi θ. Nodurile generatoare (cu excepţia nodului de echilibru) se numesc noduri P, U. La nodurile de tip receptor se fixează mărimile P, Q şi se calculează mărimile U şi θ. Nodurile de tip receptor se numesc noduri P, Q.

În realitate însă ceea ce se cunoaşte precis sînt puterile P, Q necesitate de receptare şi limitele maxime şi minime ale tensiunilor tuturor nodurilor, ale puterilor active şi reactive generate exprimate prin relaţiile :

$$\begin{aligned}
&U_i^{min} \leqslant U_i \leqslant U_i^{max} && i = 1\ldots N \\
&P_{gi}^{min} \leqslant P_{gi} \leqslant P_{gi}^{max} && \\
&Q_{gi}^{min} \leqslant Q_{gi} \leqslant Q_{gi}^{max} && i = 1\ldots N_G \\
&N_{ik}^{min} \leqslant N_{ik} \leqslant N_{ik}^{max} && \\
&\Phi_{ik}^{min} \leqslant \Phi_{ik} \leqslant \Phi_{ik}^{max} && i-k = 1\ldots N_T
\end{aligned} \tag{4.1.14}$$

în care :

N_G este numărul de noduri generatoare ;
N_T — numărul de transformatoare şi autotransformatoare.

Soluţia regimului permanent trebuie să satisfacă relaţiile (4.1.12), (4.1.13) şi (4.1.14). Această soluţie se determină în cazul general cu ajutorul programării matematice, deoarece sistemul (4.1.12)—(4.1.14) conţine mai multe necunoscute decît ecuaţii. Numai în cazul fixării prealabile a unora dintre mărimile necunoscute din aceste ecuaţii, astfel încît numărul necunoscutelor să fie egal cu numărul ecuaţiilor, se poate rezolva regimul permanent prin metodele clasice.

Sistemul de ecuaţii (4.1.12), (4.1.13) este un sistem algebric nelinear în raport cu tensiunile nodurilor. Rezolvarea sistemului nelinear nu se poate face decît prin aproximaţii succesive (iteraţii), adică prin rezolvarea succesivă

a unor sisteme de ecuații lineare ale căror soluții aproximează succesiv soluția sistemului nelinear. Cele mai folosite metode numerice de calcul sînt *metoda Gauss-Seidel* și *metoda Newton.*

În cazul metodei Gauss-Seidel, ecuațiile lineare care intervin variază de la iterație la iterație numai în ceea ce privește termenul liber, iar în cazul metodei Newton, ecuațiile lineare care intervin variază de la iterație la iterație atît în ceea ce privește matricea sistemului, cît și în ceea ce privește termenul liber.

Procesul iterativ furnizat de metoda Newton este mai rapid convergent decît cel furnizat de metoda Gauss-Seidel, dar este foarte puternic influențat de valorile inițiale ale tensiunilor. Dacă valorile inițiale sînt îndepărtate de soluție, procesul iterativ este divergent. De aceea, se recomandă folosirea metodei Newton numai după stabilirea prealabilă, printr-un alt procedeu de calcul, a unor valori preliminare ale tensiunilor. Algoritmul de calcul și programarea metodei Newton este mult mai laborioasă decît metoda Gauss-Seidel.

Sistemele vaste pot fi reprezentate în calculele de regimuri prin subsisteme din care unele se păstrează în adevărata lor identitate, iar altele se echivalează prin subsisteme de dimensiuni geometrice mult mai reduse. În cele ce urmează se vor prezenta metoda Gauss-Seidel, metoda Newton pentru calculul regimurilor permanente și metoda Dimo pentru echivalarea sistemelor de foarte mari dimensiuni.

4.1.2. METODA GAUSS-SEIDEL

Prin separarea curentului, corespunzător unuia din nodurile independente, se obține :

$$\underline{I}_i = \underline{Y}_{ii}\underline{U}_i + \sum_{k\neq i} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k \qquad i = 2, \ldots N \qquad (4.1.16)$$

din care rezultă :

$$\underline{U}_i = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}}(\underline{I}_i - \sum_{k\neq i}^{N} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k) \qquad i = 2, \ldots N \qquad (4.1.17)$$

Curenții $\underline{I}_i$ se exprimă cu ajutorul relației (4.1.9)

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} = \frac{P_i - \mathrm{j}\,Q_i}{U_i\cos\theta_i - \mathrm{j}\,U_i\sin\theta_i} = \frac{P_i - \mathrm{j}Q_i}{U_i' - \mathrm{j}\,U_i''} \qquad i = 2, \ldots N \qquad (4.1.18)$$

Pentru nodurile de tip generator (P, U) mai sînt necesare relațiile :

$$\begin{aligned} Q_i &= \mathrm{Im}\underline{U}_i \sum \underline{Y}_{ik}^*\underline{U}_k^* \\ U_i &= \sqrt{U_i'^2 + U_i''^2} \end{aligned} \qquad i = 2, \ldots N_G \qquad (4.1.19)$$

și restricțiile :

$$\begin{aligned} Q_i^{min} &\leqslant Q_i \leqslant Q_i^{max} \\ U_i &= U_{i\ impus} \end{aligned} \qquad i = 2, \ldots N \qquad (4.1.20)$$

Avînd în vedere relațiile (4.1.17) și (4.1.18) pentru un nod independent oarecare din rețea, expresia tensiunii este:

$$\underline{U}_i = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}}\left(\frac{P_i - \mathrm{j}\,Q_i}{\underline{U}_i^*} + \sum_{k \neq i}^{N} Y_{ik} U_k\right) \qquad i = 2, \ldots N \qquad (4.1.21)$$

Relația (4.1.21) se scrie sub forma unor relații de recurență

$$\underline{U}_i^{(p)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}}\left(\frac{P - \mathrm{j}\,Q_i}{U_i^*(p-1)} + \sum_{k \neq i}^{N} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k^{(p-1)}\right) \qquad i = 2, \ldots N \quad (4.1.22)$$

sau

$$U_i^{(p)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}}\left(\frac{P_i - \mathrm{j}\,Q_i}{U_i^{*(p-1)}} + \sum_{k=1}^{i-1} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_p^{(p)} + \sum_{k=i+1}^{N} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k^{(p-1)}\right) \qquad i = 2, \ldots N$$

(4.1.23)

Calculul tensiunilor $\underline{U}_i^{(p)}$ pentru o anumită valoare a lui p și pentru toate nodurile independente înseamnă efectuarea unui ciclu complet de iterații. În metoda Gauss iterațiile $\underline{U}_i^{(p)}$ din ciclul p se calculează în funcție de iterațiile $\underline{U}_k^{(p-1)}$ din ciclul $p-1$, iar în metoda Gauss-Seidel iterațiile $\underline{U}_i^{(p)}$ din ciclul p se calculează în funcție de iterațiile $\underline{U}_{k<i}^{(p)}$ din ciclul p și $\underline{U}_{k>i}^{(p)}$ din ciclul $p-1$. Prin urmare, în metoda Gauss iterațiile $\underline{U}_i^{(p)}$ se introduc în calcule numai după ce s-a încheiat ciclul de iterații p, în timp ce în metoda Gauss-Seidel iterațiile $\underline{U}_i^{(p)}$ se introduc în calcule imediat ce au fost calculate.

Viteza de convergență a iterațiilor Gauss și Gauss-Seidel crește o dată cu creșterea gradului de condiționare a matricei $[\underline{Y}_{nn}]$.

O variantă a algoritmului Gauss-Seidel, a cărei organigramă este prezentată în fig. 4.1.2, cuprinde următoarele etape principale:

a) Se citesc datele referitoare la rețea, care cuprind: configurația rețelei, valorile impedanțelor și capacităților transversale ale liniilor electrice, valorile parametrilor transformatoarelor. Datele nodale cuprind: numărul de noduri al rețelei (N), valoarea puterii active și reactive consumate pentru nodurile de tip receptor (P, Q), valoarea puterii active generate, limitele de variație ale puterii reactive generate, modulul tensiunii impuse la bornele generatorului (P, Q^{min}, Q^{max}, U); pentru nodul de echilibru, valoarea tensiunii $\underline{U}_1$, care fiind origine de fază are componentele reală și imaginară după cum urmează:

$$\underline{U}_1 = U_1' + \mathrm{j}\,U_1'' = \boldsymbol{U}_1 + \mathrm{j}\,0.$$

b) Se calculează termenii diagonali și nediagonali ai matricei $[Y_{nn}]$.

c) Se estimează un șir de valori inițiale pentru tensiunile nodurilor $i = 2, \ldots N$, fie pe baza unor regimuri permanente apropiate cunoscute, fie se consideră pentru toate nodurile valoarea nominală a treptei de tensiune respective cu argument nul.

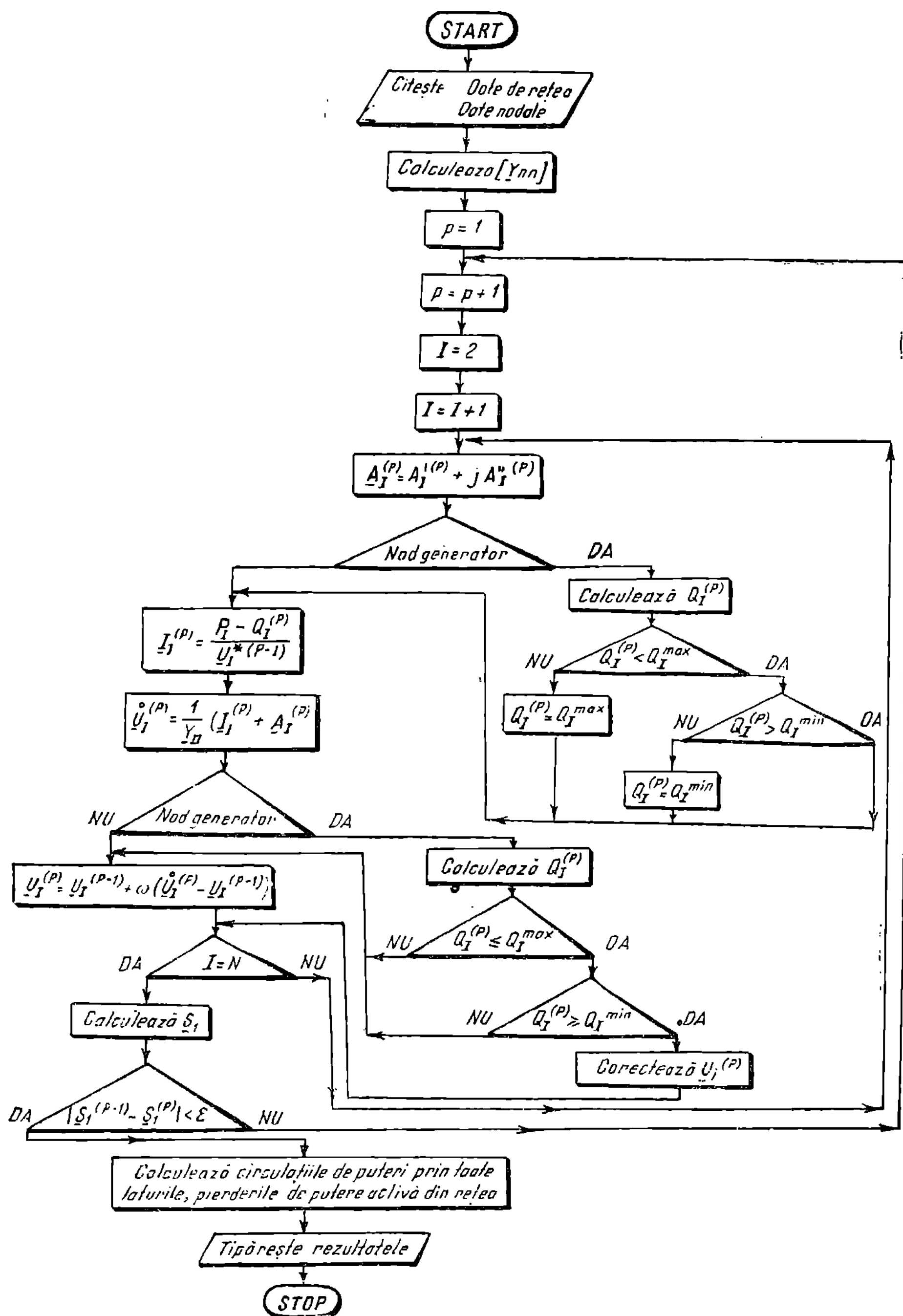


Fig. 4.1.2. Organigrama algoritmului Gauss-Seidel.

d) Se calculează termenii:

$$\underline{A}_i^{(p)} = \sum_{k=1}^{i-1} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k^{(p)} + \sum_{k=i+1}^{N} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k^{(p-1)}$$

$$\underline{A}_i^{(p)} = A_i'^{(p)} + jA_i''^{(p)} = \sum_{k=1}^{i-1} (G_{ik} + jB_{ik})(U_k'^{(p)} + jU_k''^{(p)}) +$$

$$+ \sum_{k=i+1}^{N} (G_{ik} + jB_{ik})(U_k'^{(p-1)} + jU_k''^{(p-1)})$$

Rezultă:

$$A_i'^{(p)} = \sum_{k=1}^{i-1} (G_{ik}U_k'^{(p)} - B_{ik}U_k''^{(p)}) + \sum_{k=i+1}^{N} (G_{ik}U_k'^{(p-1)} - B_{ik}U_k''^{(p-1)})$$

$$i = 2, \ \ldots \ N \tag{4.1.24}$$

$$A_i''^{(p)} = \sum_{k=1}^{i-1} (G_{ik}U_k''^{(p)} + B_{ik}U_k'^{(p)} + \sum_{k=i+1}^{N} (G_{ik}U_k''^{(p-1)} + B_{ik}U_k'^{(p-1)})$$

$$i = 2 \ \ldots \ N$$

e) Dacă nodul i este de tip generator se calculează valoarea puterii reactive nodale, în iterația p.

$$Q_i^{(p)} = \mathrm{Im}(\underline{U}_i^{(p-1)} \underline{I}_i^{*(p)}) \tag{4.1.25}$$

$$\underline{I}_i^{(p)} = (G_{ii} + jB_{ii})(U_i'^{(p-1)} + jU_i''^{(p-1)}) - A_i'^{(p)} - j A_i''^{(p)}$$

$$Q_i^{(p)} = \mathrm{Im}[U_i'^{(p-1)} + j U_i''^{(p-1)}][(G_{ii} - j B_{ii})(U_i'^{(p-1)} - j U_i''^{(p-1)}) - (A_i'^{(p)} - j A_i''^{(p)}]$$

Se obține:

$$Q_i^{(p)} = -B_{ii}U_i^2 - U_i''^{(p-1)}A_i'^{(p)} + U_i'^{(p-1)}A_i''^{(p)} \tag{4.1.26}$$

în care s-a considerat:

$$\sqrt{(U_i'^{(p-1)})^2 + (U_i''^{(p-1)})^2} = U_i \tag{4.1.27}$$

U_i fiind tensiunea impusă a nodului generator i.
Dacă condiția

$$Q_i^{min} \leqslant Q_i^{(p)} \leqslant Q_i^{max} \tag{4.1.28}$$

este îndeplinită, înseamnă că sursele de putere reactivă din nodul i pot asigura menținerea tensiunii la valoarea impusă; în caz contrar, nodul generator respectiv este tratat în continuare ca un nod consumator, a cărui putere reactivă va fi una din limitele Q_i^{min} sau Q_i^{max}.

f) Se calculează curentul injectat în nodul i la iterația p și apoi tensiunea nodului i, în iterația p cu relațiile:

$$\underline{I}_i^{(p)} = \frac{P - jQ_i^{(p)}}{\underline{U}_i^{*(p-1)}} \qquad i = 2 \ldots N$$

$$\underline{U}_i^{(p)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} (\underline{I}_i^{(p)} - \underline{A}_i^{(p)}) \qquad i = 2 \ldots N \tag{4.1.29}$$

g) Dacă nodul i este de tip consumator, se calculează curentul $\underline{I}_i^{(p)}$ şi $\underline{U}_i^{(p)}$ cu relaţii de tipul relaţiei (4.1.29), cu specificaţia că puterea reactivă $Q_i^{(p)}$ este constantă în toate iteraţiile reprezentînd puterea reactivă a consumatorului i. Se aplică o corecţie a tensiunii nodului i conform relaţiei :

$$\underline{U}_i^{(p)} = \underline{U}_i^{(p-1)} + \omega(\underline{U}_i^{(p)} - \underline{U}_i^{(p-1)}) \tag{4.1.30}$$

în care ω este un factor de accelerare.

Dacă nodul i este de tip generator şi a fost îndeplinită condiţia (4.1.28), se corectează tensiunea nodului i conform relaţiilor :

$$U_{icor}'^{(p)} = \frac{U_i U_i'^{(p)}}{\sqrt{U_i'^{(p)2} + U_i''^{(p)2}}}$$

$$U_{icor}''^{(p)} = \frac{U_i U_i''^{(p)}}{\sqrt{U_i'^{(p)2} + U_i''^{(p)2}}} \tag{4.1.31}$$

Dacă nodul i este de tip generator şi nu a fost îndeplinită condiţia (4.1.28), se aplică formula de corecţie a tensiunii nodului de la receptoare (4.1.30).

Etapele $d-g$ se repetă pentru toate nodurile independente.

h) Se testează apoi criteriul de convergenţă impus. Acesta constă în evaluarea modulului diferenţei dintre componentele corespunzătoare ale tensiunilor din două iteraţii consecutive, sau a modulului diferenţei dintre puterile de la nodul de echilibru din două iteraţii consecutive, care trebuie să fie mai mic decît anumite valori impuse.

$$|U_i'^{(p)} - U_i'^{(p-1)}| \leq \varepsilon'$$

$$|U_i''^{(p)} - U_i''^{(p-1)}| \leq \varepsilon'' \qquad i = 2, \ldots N \tag{4.1.32}$$

$$|P_1^{(p)} - P_1^{(p-1)}| \leq \Delta P$$

$$|Q_1^{(p)} - Q_1^{(p-1)}| \leq \Delta Q \tag{4.1.33}$$

Dacă criteriile de convergenţă alese (4.1.32) sau (4.1.33) nu au fost satisfăcute, se reiau calculele corespunzătoare unei noi iteraţii.

i) Dacă criteriul de convergenţă ales a fost satisfăcut, se calculează circulaţiile de puteri în reţea $\underline{S}_{ij}$ şi $\underline{S}_{ji}$, se recalculează puterile $\underline{S}_i$ injectate în noduri, erorile $\Delta\underline{S}_i$ faţă de puterile impuse în noduri, pierderile totale de putere în reţea $p + jq$ şi puterea reactivă produsă de linii q_l.

Relaţiile de calcul ale acestora sînt :

— puterea pe ramura ij la capătul i este :

$$\underline{S}_{ij} = \underline{U}_i(\underline{U}_i^* - \underline{U}_j^*)\underline{Y}_{ij}^* \tag{4.1.34.a}$$

— puterea pe ramura ij la capătul j

$$\underline{S}_{ji} = \underline{U}_j(\underline{U}_j^* - \underline{U}_i^*)Y_{ji}^* \tag{4.1.34.b}$$

— pierderea de putere pe ramura ij

$$\underline{s}_{ij} = p_{ij} + jq_{ij} = \underline{S}_{ij} + \underline{S}_{ji} \tag{4.1.35}$$

— puterea rezultantă într-un nod

$$\underline{S}_i = \sum_j \underline{S}_{ij} \qquad (4.1.36)$$

— puterea reactivă produsă de capacitatea liniilor

$$q_l = \sum Y_{i0} U_i^2 \qquad i = 1, \ldots N \qquad (4.1.37)$$

— pierderile totale de putere în rețea

$$p = \sum_{ij=1}^{l} p_{ij} \qquad (4.1.38)$$

$$q = \sum_{ij=1}^{l} Q_{ij} + q_l \qquad (4.1.39)$$

în care l reprezintă numărul total de laturi.

4.1.3. METODA NEWTON-RAPHSON

Se consideră sistemul de ecuații nelineare

$$\Phi_i(X_1, X_2 \ldots X_n) = 0 \qquad i = 2 \ldots N \qquad (4.1.40)$$

care se presupune satisfăcut de valorile din iterația $p + 1$

$$\Phi_i^{(p+1)} (X_1^{(p+1)}, X_2^{(p+1)} \ldots X_n^{(p+1)}) = 0 \qquad (4.1.41)$$

iar

$$X_i^{(p+1)} = X_i^{(p)} + \Delta X_i^{(p)} \qquad (4.1.42)$$

Se introduc relațiile (4.1.42) în (4.1.41) și se dezvoltă funcția $\Phi_i^{(p+1)}$ în serie Taylor, neglijînd termenii de ordin superior

$$\Phi_i^{(p+1)} \approx \Phi_i^{(p)} + \sum_{k=1}^{n} \left(\frac{\partial \Phi_i}{\partial X_k}\right)_p \Delta X_k^{(p)} = 0 \qquad (4.1.43)$$

Relațiile (4.1.43) constituie un sistem de ecuații lineare în raport cu creșterile $\Delta X_k^{(p)}$:

$$\sum J_{ik}^{(p)} \Delta X_k^{(p)} = \Delta \Phi_i^{(p)} \qquad (4.1.44)$$

în care:

$$J_{ik}^{(p)} = \left(\frac{\partial \Phi_i}{\partial X_k}\right)_p \qquad (4.1.45)$$

$$\Delta \Phi_i^{(p)} = \Phi_i^{(p+1)} - \Phi_i^{(p)} \qquad (4.1.46)$$

Matricea coeficienților necunoscutelor sistemului de ecuații lineare (4.1.45) se numește Jacobian al sistemului de ecuații nelineare. Sistemul (4.1.44) se rezolvă în raport cu creșterile $\Delta X_i^{(p)}$ și apoi se recalculează $X_i^{(p+1)}$ cu ajutorul relației (4.1.42).

În ipotezele enunțate anterior singurele variabile care intervin în ecuațiile (4.1.10) sînt modulele și argumentele tensiunilor nodale.

Din punct de vedere matematic ecuațiile (4.1.10) sînt ecuații nelineare de tipul (4.1.40). Prin dezvoltare în serie Taylor a ecuațiilor (4.1.10) în jurul valorilor necunoscutelor dintr-o anumită iterație și neglijînd termenii de rang superior se obține un sistem linear de tipul sistemului (4.1.44).

Se consideră admitanțele laturilor și tensiunile nodurilor de forma

$$\underline{Y} = G + \mathrm{j}\, B$$

$$\underline{U} = U \cos\theta + \mathrm{j}\, U \sin\theta \tag{4.1.47}$$

Introducînd (4.1.47) în (4.1.10) se obține:

$$P_i = \mathrm{Re}[(U_i \cos\theta_i + \mathrm{j}\, U_i \sin\theta_i) \sum_{k=1}^{N} (G_{ik} - \mathrm{j}\, B_{ik})(U_k \cos\theta_k - \mathrm{j}\, U_k \sin\theta_k)]$$

$$Q_i = \mathrm{Im}[(U_i \cos\theta_i + \mathrm{j}\, U_i \sin\theta_i) \sum_{k=1}^{N} (G_{ik} - \mathrm{j}\, B_{ik})(U_k \cos\theta_k - \mathrm{j}\, U_k \sin\theta_k)]$$

$$P_i = G_{ii}U_i^2 + U_i \sum_{i \neq k} U_k[B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) + G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)]$$

$$(4.1.48)$$

$$Q_i = -B_{ii}U_i^2 - U_i \sum_{i \neq k} U_k[B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) - G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)]$$

Derivatele ecuațiilor (4.1.48) în raport cu argumentele tensiunilor nodale sînt mai mari decît derivatele în raport cu modulele tensiunilor nodale, cu valoarea modulului tensiunii U.

În metodele numerice este indicat ca toți termenii să aibă același ordin de mărime. De aceea derivatele ecuațiilor (4.1.48) se împart cu modulul tensiunii corespunzătoare nodului respectiv, mărimile variabile fiind considerate creșterile de argumente $\Delta\theta$ și creșterile relative de tensiune $\frac{\Delta U}{U}$. În acest fel coeficienții necunoscutelor, adică termenii matricei Jacobian, devin de același ordin de mărime.

Linearizînd prin procedeul indicat ecuațiile (4.1.48), se obține:

$$\frac{1}{U_i^{(p)}} \sum \left(\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k}\right)_p \Delta\theta_k^{(p)} + \frac{1}{U_i^{(p)}} \sum \left(\frac{\partial P_i}{\partial U_k}\right)_p \left(\frac{\Delta U_k}{U_k}\right)^{(p)} U_k^{(p)} = \left(\frac{\Delta P_i}{U_i}\right)^{(p)} \qquad i = 2 \ldots N$$

$$(4.1.49)$$

$$\frac{1}{U_i^{(p)}} \sum \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k}\right)_p \Delta\theta_k^{(p)} + \frac{1}{U_i^{(p)}} \sum \left(\frac{\partial Q_i}{\partial U_k}\right)_p \left(\frac{\Delta U_k}{U_k}\right)^{(p)} U_k^{(p)} = \left(\frac{\Delta Q_i}{U_i}\right)^{(p)} \quad i = 1 \ \ldots \ N_R$$

Deoarece argumentele tensiunilor nodurilor sînt mărimi variabile la toate nodurile în afara nodului de echilibru, în sistemul de ecuații (4.1.49) intervin derivatele în raport cu toate argumentele, în afara argumentului tensiunii nodului de echilibru.

Modulele tensiunilor la nodurile generatoare sînt mărimi fixe, deci în sistemul de ecuații (4.1.49) vor interveni derivatele în raport numai cu modulele tensiunii nodurilor receptoare, numerotate de la 1 la N_R.

Avînd în vedere că puterile reactive ale nodurilor generatoare trebuie să se încadreze în limitele maximă şi minimă, în sistemul de ecuaţii (4.1.49) intervin ecuaţiile puterilor active de la nodurile generatoare (în afara nodului de echilibru) şi ecuaţiile puterilor active şi reactive de la nodurile receptoare: deci în total $2N_R + N_G - 1$, ecuaţii. Variabilele care intervin sînt creşterile de argumente $\Delta\theta$ în număr de $N_R + N_G - 1$ şi creşterile relative de tensiune în număr de N_R.

Deci numărul de ecuaţii este egal cu numărul de necunoscute.

Relaţiile (4.1.49) se mai pun sub forma:

$$\sum_{k=1}^{N} H_{ik}^{(p)}\Delta\theta_k^{(p)} + \sum_{k=1}^{N_R} N_{ik}^{(p)}\left(\frac{\Delta U_k}{U_k}\right)^{(p)} = \frac{\Delta P_i^{(p)}}{U_i^{(p)}} \quad i = 2\ldots N \qquad (4.1.50)$$

$$\sum_{k=1}^{N} M_{ik}^{(p)}\Delta\theta_k^{(p)} + \sum_{k=1}^{N} L_{ik}^{(p)}\left(\frac{\Delta U_k}{U_k}\right)^{p} = \frac{\Delta Q_i^p}{U_i^p} \quad i = 1\ldots N_R \qquad (4.1.51)$$

în care:

$$\Delta P_i^{(p)} = P_{gi} - P_{ri}^{(p)} - P_i^{(p)} \qquad (4.1.52)$$

$$\Delta Q_i^{(p)} = Q_{gi}^{(p)} - Q_{ri}^{(p)} - Q_{i}^{(p)}$$

iar termenii Jacobianului se calculează cu relaţiile:

$$H_{ii}^{(p)} = \frac{1}{U_i^{(p)}}\left(\frac{\partial P_i}{\partial\theta_i}\right)^{(p)} \qquad H_{ik}^{(p)} = \frac{1}{U_i^{(p)}}\left(\frac{\partial P_i}{\partial\theta_k}\right)^{(p)}$$

$$M_{ii}^{(p)} = \frac{1}{U_i^{(p)}}\left(\frac{\partial Q_i}{\partial\theta_i}\right)^{(p)} \qquad M_{ik}^{(p)} = \frac{1}{U_i^{(p)}}\left(\frac{\partial Q_i}{\partial\theta_k}\right)^{(p)}$$

$$(4.1.53)$$

$$N_{ii}^{(p)} = \left(\frac{\partial P_i}{\partial U_i}\right)^{(p)}; \qquad N_{ik}^{(p)} = \frac{1}{U_i^{(p)}}\left(\frac{\partial P_i}{\partial U_k}\right)^{(p)} U_k^{(p)}$$

$$L_{ii}^{(p)} = \left(\frac{\partial Q_i}{\partial U_i}\right)^{(p)}; \qquad L_{ik}^{(p)} = \frac{1}{U_i^{(p)}}\left(\frac{\partial Q_i}{\partial U_k}\right)^{(p)} U_k^{(p)}$$

Etapele princzipale de calcul ale algoritmului din metoda Newton sînt:

a) Se estimează un set de valori iniţiale pentru θ_i, $i = 2\ldots N$ şi pentru modulele U_i ale tensiunilor de la bornele receptoarelor.

b) Se calculează Jacobianul cu (4.1.53) şi abaterile puterilor cu (4.1.52).

c) Se calculează soluţiile sistemului linear (4.1.50) şi (4.1.51).

d) Se calculează variabilele θ_i şi U_i cu relaţiile

$$\theta_i^{(p+1)} = \theta_i^{(p)} + \Delta\theta_i^{(p)} \qquad (4.1.54\ a)$$

$$U_i^{(p+1)} = U_i^{(p)} + \Delta U_i^{(p)} \qquad (4.1.54\ b)$$

e) După cîteva cicluri de aproximaţii succesive se calculează puterile reactive de la nodurile de tip P, U şi se verifică limitele maxime şi minime ale acestora. Dacă una din aceste limite este depăşită se transformă nodul respectiv în nod de tip P, Q.

f) Se repetă operațiile anterioare pînă cînd se verifică condițiile impuse:

$$\Delta P_i^{(p)} \leqslant \Delta P_{adm} \tag{4.1.55 a}$$

$$\Delta Q_i^{(p)} \leqslant \Delta Q_{adm} \tag{4.1.55 b}$$

În funcțiile de aproximațiile admise la calculul Jacobianului se disting trei metode: Newton „pură", în care nu se admit aproximații, Newton decuplată, în care se admit aproximațiile $N_{tk} = 0$ și $M_{tk} = 0$ și Newton rapidă, în care se admite în plus că puterile reactive ale receptoarelor nu variază cu tensiunea, iar tensiunile relative ale tuturor nodurilor sînt egale cu unitatea.
Se vor concretiza în aplicații, metoda Newton pură și Newton decuplată.

4.1.4. METODA R.E.I.-DIMO

În cele ce urmează, se prezintă unul dintre conceptele fundamentale ale metodei R.E.I. (redus, echivalent, independent) și anume conceptul de rețea cu bilanț energetic nul (BN). Metoda R.E.I. aparține inginerului român Paul Dimo și se bazează pe o reducere geometrică masivă a sistemelor electrice moderne de dimensiuni vaste, reducere prin care se obține schimbarea structurii rețelei cu conservarea naturii sistemelor reale și a elementelor sale esențiale. Cu ajutorul rețelei de bilanț energetic nul, rețeaua redusă conține aceleași pierderi de putere ca și rețeaua reală [4], [5], [6].

Se consideră o rețea oarecare cu un regim de bază (referință) cunoscut. Rețeaua de bilanț energetic nul (BN) servește la înlocuirea unui ansamblu de noduri reale notat cu m printr-un singur nod R.E.I.

În cele ce urmează nodurile dintr-o rețea se împart în următoarele categorii:

m reprezintă nodurile care se vor înlocui printr-un singur nod R.E.I.;

m' — nodurile care au legături directe cu nodurile m. Nodurile m' sînt considerate noduri de frontieră pentru modelul R.E.I.;

g — nodurile neavînd legături directe cu nodurile m, dar putînd avea legături directe cu nodurile m'.

Informațiile necesare sînt:

— tensiunile $\underline{U}_m$ ale nodurilor m care se înlocuiesc;
— curenții $\underline{I}_m$ injectați în aceste noduri;
— puterile $\underline{S}_m = \underline{U}_m \underline{I}_m^*$ injectate în aceste noduri.

Operațiile succesive necesare sînt:

a) *Prima operație:* linearizarea (Thévenin)

Se înlocuiește curentul $\underline{I}_m$ (fig. 4.1.3, *a* și *b*) printr-o impedanță Z_{m0}, care reproduce prin pierderile aferente de putere, puterea corespunzătoare $\underline{S}_m$. Dacă se notează tensiunea nodului m, prin $\underline{U}_m$ măsurată față de un nod de referință oarecare O', puterea injectată S_m poate fi scrisă:

$$\underline{Z}_{m0'} I_m^2 = \underline{S}_m \tag{4.1.56}$$

și curentul I_m:

$$\underline{I}_m = \frac{\underline{U}_m - \underline{U}_0}{\underline{Z}_{m0}'} \tag{4.1.57}$$

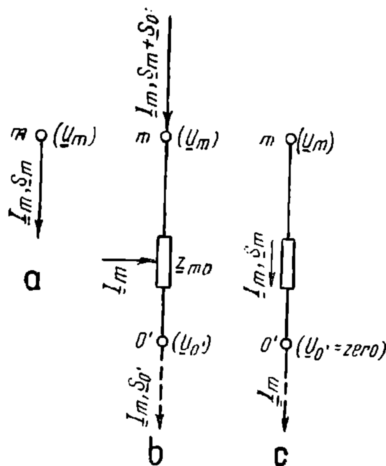


Fig. 4.1.3. Linearizarea puterii unui nod oarecare m :

a — nodul este reprezentat prin puterea $\underline{S}_m$ la tensiunea $\underline{U}_m$; curentul corespunzător $\underline{I}_m$; b — se înlocuieşte puterea nodului m prin impedanţa $\underline{Z}_{m0'}$ conectată între nodul m şi nodul O'. $U_{0'}\neq 0$; $\underline{S}_0\neq 0$; c — se înlocuieşte puterea nodului m prin impedanţa $\underline{Z}_{m0'}$ conectată între nodul m şi nodul O'. $U_0'=0$; $\underline{S}_0'=0$.

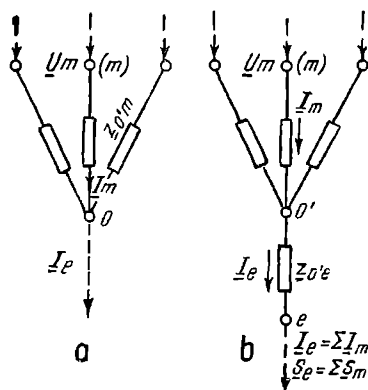


Fig. 4.1.4. Reţeaua cu bilanţ energetic nul :

a — formarea reţelei radiale ; b — formarea reţelei cu bilanţ energetic nul prin adăugarea ramurii $o'e$.

Dacă pierderile în impedanţa $\underline{Z}_{m0'}$ traversată de curentul $\underline{I}_m$, corespund puterii $\underline{S}_m$, o putere suplimentară $\underline{S}_0$, va ieşi din nodul O', corespunzătoare tensiunii $\underline{U}_{0'}$ a acestui nod. Aceasta nu se întîmplă, dacă tensiunea $\underline{U}_{0'}$, este zero, iar din nodul O' va ieşi un simplu curent (fig. 4.1.3 c).

În acest caz, $\underline{U}_m - \underline{U}_{o'} = \underline{U}_{m}$., iar curentul $\underline{I}_m$ devine :

$$\underline{I}_m = \frac{\underline{U}_m}{\underline{Z}_{m0'}} \tag{4.1.58}$$

b) *A doua operaţie :* formarea unei reţele radiale (Kirchhoff)

Toate ramurile $m - o'$ ale nodurilor m se leagă în nodul unic O', de tensiune zero, obţinîndu-se reţeaua radială din fig. 4.1.4 a. Curentul echivalent $\underline{I}_e$ care rezultă injectat la nodul O' are expresia :

$$\underline{I}_e = \sum \underline{I}_m \tag{4.1.59}$$

c) *A treia operaţie :* introducerea unei surse de curent (putere) care anulează puterile pierdute în ramurile radiale (Norton).

Se adaugă o nouă raumră radială $O'e$ (fig. 4.1.4 b), care va fi traversată de curentul $\underline{I}_e$. Se calibrează o impedanţă $Z_{o'e}$ în care pierderile rezultate din circulaţia curentului $\underline{I}_e$ să fie egale şi de semn contrar cu suma pierderilor din ramurile m. Aceasta înseamnă că bilanţul puterilor între nodurile m' nodul e este nul :

$$\underline{Z}_{o'e} I_e^2 + \sum_m \underline{Z}_{mo'} I_m^2 = 0 \tag{4.1.60}$$

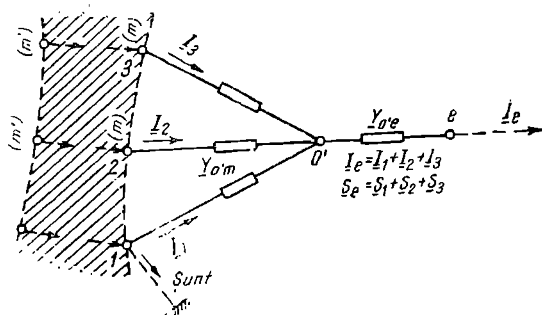


Fig. 4.1.5. Rețeaua cu bilanț energetic nul pentru nodurile de sarcină ($m = 1, 2, 3$).

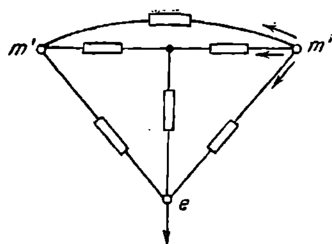


Fig. 4.1.6. Nodul R.E.I. *(e)* cu sarcină unică și rețeaua cu bilanț energetic nul cu nodurile *m'* și *e* și care are aceleași pierderi de putere ca rețeaua cu nodurile *m* și *m'*.

Tensiunea nodului *e*, $\underline{U}_e$ rezultă:

$$\underline{U}_e = \underline{I}_e \underline{Z}_{o'e} \tag{4.1.61}$$

La ieșirea din nodul *e* se respectă relația (4.1.60) și în plus:

$$\underline{S}_e = \sum \underline{S}_m \tag{4.1.62}$$

Dacă nodurile *m* sînt noduri de sarcină, în ramura *eo'* apare o impedanță negativă, iar dacă nodurile *m* sînt noduri generatoare, impedanțele negative apar în ramurile *o'm*.

d) *A patra operație*: transfigurarea finală a rețelei pentru reducerea nodului *O'* și a nodurilor *m* (Kennelly).

Nodurile *m* și modul *O'* sînt situate într-o rețea (fig. 4.1.5) în stea, fără curenți care să se derive din laturile stelei. Se efectuează reducerea nodurilor *m* și *O'* în conformitate cu teorema lui Kennelly (transfigurarea echivalentă stea-poligon). Nodul *e* echivalent, nod R.E.I., rezultă după această reducere legat direct la nodurile de frontieră *m'* (fig. 4.1.6), care sînt noduri avînd legături directe în rețeaua reală (zona hașurată din fig. 4.1.5) cu nodurile care s-au redus. Conform teoremei lui Kennelly pierderile în această rețea sintetică (fig. 4.1.6) nu diferă de pierderile zonei *m — m'* din rețeaua reală (pierderile în rețeaua BN sînt evident nule). Rezultă prin urmare un nod R.E.I. care are următoarele proprietăți:

a) injecția de curent este egală cu suma injecțiilor nodurilor care s-au redus (informație sintetică);

b) injecția de putere este egală cu suma puterilor injectate a nodurilor care s-au redus;

c) tensiunea nodului R.E.I. astfel format are o valoare medie a tensiunii (ponderată prin curenți) în raport cu tensiunile nodurilor reduse. Ea se poate numi valoarea sintetică și se va exprima întotdeauna în unități relative;

d) pierderile în rețeaua redusă sînt identice cu pierderile reale (informație sintetică).

Metoda tensiunilor nodale scrisă pentru rețeaua inițială, completat cu rețeaua BN, este:

$$\begin{array}{c} \\ g \\ m' \\ m \\ o' \\ e \end{array} \begin{bmatrix} m'g \\ \underline{I}_g \\ \underline{I}_{m'} \\ 0 \\ 0 \\ \underline{I}_e \end{bmatrix} = \begin{array}{c} \\ g \\ m' \\ m \\ o' \\ e \end{array} \begin{bmatrix} g & m' & m & o' & e \\ \underline{Y}_{gg} & \underline{Y}_{gm'} & 0 & 0 & 0 \\ \underline{Y}_{m'g} & \underline{Y}_{m'm'} & \underline{Y}_{m'm} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}_{mm'} & \underline{Y}_{mm} & \underline{Y}_{mo'} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_{o',m} & \underline{Y}_{o',o'} & \underline{Y}_{o',e} \\ 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{eo'} & \underline{Y}_{ee} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \\ \underline{U}_g \\ \underline{U}_{m'} \\ \underline{U}_m \\ 0 \\ \underline{U}_e \end{bmatrix} \qquad (4.1.63)$$

În relația (4.1.63) mărimile afectate de indicii g, m și m' reprezintă în general submatrici.

Teorema lui Kennelly se aplică în mod concret, folosindu-se pentru reducerea nodurilor m și o' metoda de eliminare Gauss. În urma eliminării nodului k, termenii matricei admitanțelor nodale se recalculează cu ajutorul relației:

$$\underline{Y}_{ij\,nou} = \underline{Y}_{ij\,vechi} - \frac{\underline{Y}_{ik}\underline{Y}_{kj}}{\underline{Y}_{kk}} \qquad (4.1.64)$$

După eliminarea Gauss (transfigurarea stea poligon) a nodurilor m și o' se ajunge la ecuația matricială:

$$\begin{array}{c} \\ g \\ m' \\ e \end{array} \begin{bmatrix} \\ I_g \\ I_{m'} \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{array}{c} \\ g \\ m' \\ e \end{array} \begin{bmatrix} g & m' & e \\ Y_{gg} & Y_{gm} & 0 \\ Y_{m'g} & Y_{m'm'} & Y_{m'e} \\ 0 & Y_{em'} & Y_{ee} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \\ U_g \\ U_{m'} \\ U_e \end{bmatrix} \qquad (4.1.65)$$

Ecuația matriceală (4.1.63) reprezintă metoda tensiunilor nodale, aplicată rețelei reduse, care deci în locul celor m moduri din rețeaua reală conține un singur nod echivalent, nodul e.

4.2. APLICAȚII

Aplicația 4.2.1. Să se calculeze prin metoda Gauss-Seidel regimul permanent de funcționare a rețelei electrice de 6 kV dintr-o secție a unui combinat de îngrășăminte chimice (fig. 4.2.1).

Rețeaua electrică cuprinde două stații de conexiuni SC_1 și SC_2, care păstrează la bare tensiunea constantă de 6,3 kV și 7 posturi de transformare de 6/0,4 kV. Puterile nominale ale transformatoarelor în funcțiune ca și a transformatoarelor de rezervă apar în schemă (fig. 4.2.1).

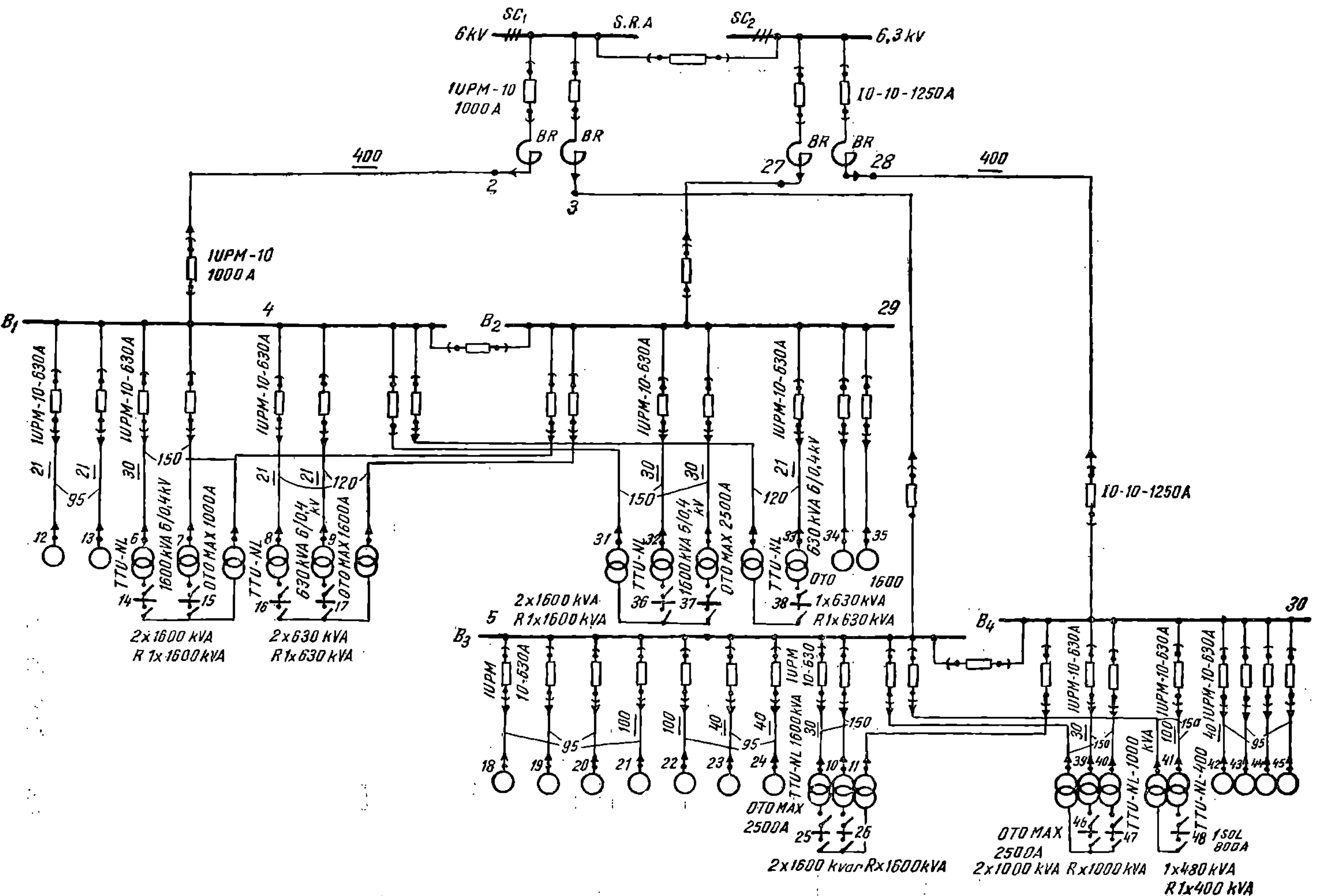


Fig. 4.2.1. Schema electrică de principiu a unui combinat industrial.

Fiecare stație de conexiuni are un sistem simplu de bare secționat printr-o cuplă longitudinală. Alimentarea posturilor din stația de 110/6,3 kV se face prin fideri în serie cu bobine de reactanță. Rețeaua cuprinde un număr de 15 consumatori racordați direct la 6 kV și un număr de 12 consumatori de 0,4 kV concentrați pe barele de 0,4 kV ale celor 12 transformatoare în funcțiune. Nodurile rețelei, adică punctele în care interesează valorile puterilor activă, reactivă și a tensiunii au fost numerotate. Nu au fost numerotate nodurile corespunzătoare transformatoarelor de rezervă. Valorile puterilor consumate din cele 27 noduri receptoare sînt date în tabelul 4.2.1 și reprezintă o putere

Tabelul 4.2.1

Nod	P[MW]	Q [Mvar]	U_n[kV]	Nod	P[MW]	Q [Mvar]	U_n[kV]	Nod	P[MW]	Q [Mvar]	U_n[kV]
Nod 1 echilibru	—	—	6,3	20	0,320	j 0,040	6	39	—	—	6
2	—	—	6	21	0,250	j 0,030	6	40	—	—	6
3	—	—	6	22	0,250	j 0,030	6	41	—	—	6
4	—	—	6	23	0,200	j 0,025	6	42	0,350	j 0,040	6
5	—	—	6	24	0,200	j 0,025	6	43	0.350	j 0,040	6
6	—	—	6	25	1,447	j 0,600	0,4	44	1,335	j 0,167	6
7	—	—	6	26	1,447	j 0,600	0,4	45	1.335	j 0,167	6
8	—	—	6	27	—	—	6	46	0,945	j 0,400	0,4
9	—	—	6	28	—	—	6	47	0,945	j 0,400	0,4
10	—	—	6	29	—	—	6	48	0,367	j 0,100	0,4
11	—	—	6	30	—	—	6	—	—	—	—
12	0,159	j 0,200	6	31	—	—	6	—	—	—	—
13	0,159	j 0,200	6	32	—	—	6	—	—	—	—
14	0,985	j 0,400	0,4	33	—	—	6	—	—	—	—
15	0,985	j 0,400	0,4	34	0,249	j 0,030	6	—	—	—	—
16	0,551	j 0,220	0,4	35	0,250	j 0,030	6	—	—	—	—
17	0,551	j 0,220	0,4	36	1,329	j 0,600	0,4	—	—	—	—
18	0,320	j 0,040	6	37	1,329	j 0,600	0,4	—	—	—	—
19	0,320	j 0,040	6	38	0,551	j 0,220	0,4	—	—	—	—

totală : $P = 16{,}659$ MW, $Q = 5{,}824$ Mvar. Lungimile liniilor în cablu exprimate în metri sînt reprezentate prin cifre barate în fig. 4.2.1, indicîndu-se și tipul constructiv al cablului, secțiunea în mm^2.

Natura procesului de fabricație dictează un caracter continuu al fluxului tehnologic. Încărcările instalațiilor electrice nu variază mult în timpul zilei,

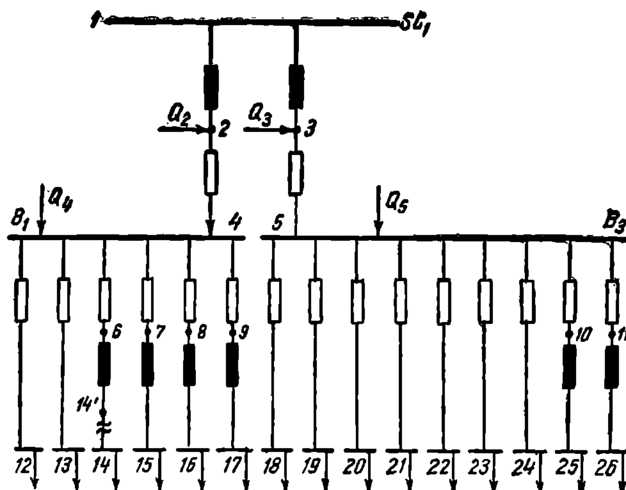


Fig. 4.2.2. Schema electrică echivalentă a reţelei alimentate din staţia SC_1.

astfel încît curba de sarcină zilnică se apropie de o dreaptă orizontală. Acest caracter constant îl are şi curba de sarcină anuală. Avînd în vedere acestea, coeficientul de cerere şi simultaneitate global este

$$k_c = k_s = 0,9$$

REZOLVARE:

Schema electrică monofilară a reţelei este reprezentată în fig. 4.2.2 şi 4.2.3. Cablurile au fost reprezentate prin schema echivalentă în π, transformatoarele numai prin reactanţa lor şi prin raportul de transformare al transformatorului ideal (a se vedea elementul *6—14*), bobinele de reactanţă, prin

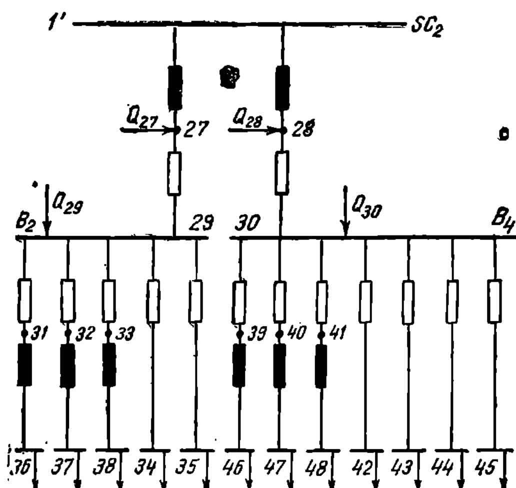


Fig. 4.2.3. Schema electrică echivalentă a reţelei alimentate din staţia SC_2.

reactanța corespunzătoare. Valorile rezistențelor, reactanțelor inductive și a susceptanțelor capacitive ale cablurilor au fost determinate prin înmulțirea valorilor specifice ale acestor parametri luați din tabele [8], în funcție de tipul constructiv, secțiune și temperatură, cu lungimea corespunzătoare a cablului. Reactanța transformatoarelor s-a calculat cu relația:

$$X_T = \frac{u_{sc}\%}{100} \frac{U_n^2}{S_n}$$

în care:

U_n este tensiunea nominală a transformatoarelor considerată 6 kV;
S_n — puterea nominală corespunzătoare;
u_{sc} — tensiunea de scurtcircuit s-a luat din catalogul transformatorului.
Valorile acestor parametri s-au trecut în tabelul 4.2.2.

Tabelul 4.2.2

Elementul	$R[\Omega]$	$X[\Omega]$	Y_{cap} [S]	Elementul	$R[\Omega]$	$X[\Omega]$	Y_{cap} [S]	Elementul	$R[\Omega]$	$X[\Omega]$	Y_{cap} [S]
1—2	—	j 0,2	—	5—24	0,013	j 0,003	$2 \cdot 10^{-8}$	30—45	0,013	j 0,0031	$2 \cdot 10^{-8}$
1—3	—	j 0,2	—	6—14	—	j 1,35	—	31—36	—	j 1,35	—
1—27	—	j 0,2	—	7—15	—	j 1,35	—	32—37	—	j 1,35	—
1—28	—	j 0,2	—	8—16	—	j 3,428	—	33—38	—	j 3,428	—
2—4	0,006	j 0,004	$160 \cdot 10^{-8}$	9—17	—	j 3,428	—	39—46	—	j 2,16	—
3—5	0,004	j 0,003	$240 \cdot 10^{-8}$	10—25	—	j 1,35	—	40—47	—	j 2,16	—
4—6	0,01	j 0,002	$2 \cdot 10^{-8}$	11—26	—	j 1,35	—	41—48	—	j 5,4	—
4—7	0,01	j 0,002	$2 \cdot 10^{-8}$	27—29	0,006	j 0,004	$160 \cdot 10^{-8}$	—	—	—	—
4—8	0,052	j 0,0124	$8 \cdot 10^{-8}$	28—30	0,004	j 0,003	$240 \cdot 10^{-8}$				
4—9	0,052	j 0,0124	$8 \cdot 10^{-8}$	29—31	0,01	j 0,002	$2 \cdot 10^{-8}$				
4—12	0,052	j 0,0124	$8 \cdot 10^{-8}$	29—32	0,01	j 0,002	$2 \cdot 10^{-8}$				
4—13	0,052	j 0,0124	$8 \cdot 10^{-8}$	29—33	0,052	j 0,0124	$8 \cdot 10^{-8}$				
5—10	0,01	j 0,002	$2 \cdot 10^{-8}$	29—34	0,026	j 0,0062	$4 \cdot 10^{-8}$				
5—11	0,01	j 0,002	$2 \cdot 10^{-8}$	29—35	0,026	j 0,0062	$4 \cdot 10^{-8}$				
5—18	0,04	j 0,009	$6 \cdot 10^{-8}$	30—39	0,01	j 0,002	$2 \cdot 10^{-8}$				
5—19	0,04	j 0,009	$6 \cdot 10^{-8}$	30—40	0,01	j 0,002	$2 \cdot 10^{-8}$				
5—20	0,04	j 0,009	$6 \cdot 10^{-8}$	30—41	0,026	j 0,0062	$4 \cdot 10^{-8}$				
5—21	0,026	j 0,0062	$4 \cdot 10^{-8}$	30—42	0,013	j 0,0031	$2 \cdot 10^{-8}$				
5—22	0,026	j 0,0062	$4 \cdot 10^{-8}$	30—43	0,013	j 0,0031	$2 \cdot 10^{-8}$				
5—23	0,013	j 0,003	$2 \cdot 10^{-8}$	30—44	0,013	j 0,0031	$2 \cdot 10^{-8}$				

Pentru ca în matricea $[\underline{Y}_{nn}]$ să nu intervină rapoartele de transformare, se consideră că puterile cerute pe partea de 0,4 kV a transformatorului ideal sînt aceleași cu cele de pe partea de 6 kV a acestuia. Aceasta se observă în nodul *14*. Puterea activă și reactivă din nodul *14* (de pe partea de 6 kV) este aceeași cu cea din nodul *14* (de pe partea de 0,4 kV).

Procedînd în acest mod, matricea $[\underline{Y}_{nn}]$ va avea condiționarea suficientă pentru a permite convergența satisfăcătoare a metodei Gauss-Seidel care se aplică pentru rezolvare.

Nodul *1*, în care se face injecția puterilor în rețeaua de medie tensiune, se consideră nod de echilibru.

Admitanța capacitivă a cablurilor se echivalează prin puterea reactivă injectată la cele două capete ale schemei echivalente în π.

Astfel pentru rețeaua din fig. 4.2.2 :

$$Q_2 = \frac{160}{2} \cdot 10^{-8} \cdot 6^2 \cdot 10^3 = 0{,}0288 \text{ kvar}$$

$$Q_4 = \left(\frac{160}{2} + \frac{4 \cdot 8 + 2 \cdot 2}{2}\right) \cdot 10^{-6} \cdot 6^2 \cdot 10^3 = 35{,}28 \cdot 10^{-6} \text{ Mvar}$$

$$Q_3 = \frac{240}{2} \cdot 10^{-8} \cdot 6^2 \cdot 10^3 = 0{,}0432 \text{ kvar}$$

$$Q_5 = \left(\frac{240}{2} + \frac{4 \cdot 2 + 3 \cdot 6 + 2 \cdot 4}{2}\right) 10^{-8} \cdot 6^2 \cdot 10^3 = 0{,}04932 \text{ kvar}$$

În mod analog se calculează puterea reactivă corespunzătoare nodurilor *27, 28, 29* și *30*.

Puterea reactivă corespunzătoare porțiunilor separate de cablu este neglijabilă. De exemplu :

$$Q_6 = 2 \cdot 10^{-8} \cdot 6^2 \cdot 10^3 = 0{,}72 \text{ var.}$$

În aceste condiții, rețeaua alimentată din SC_1 posedă nodurile *2, 3, 4* și *5* ca noduri cu injecție de putere reactivă constantă, nodurile de tip receptor, numerotate de la *12* ÷ *26* și nodurile pasive (fără injecții sau consum de putere) numerotate de la *6* ÷ *11*, deci în total 25 de noduri independente.

În cele ce urmează se exemplifică modul de realizare a unei iterații din procedeul Gauss-Seidel. Se urmăresc etapele de calcul prezentate anterior.

a) În regim permanent de funcționare cele două sisteme de bare de 6,3 kV lucrează independent, de asemenea, barele B_1, B_2, B_3, B_4. Deci, în calculul regimului permanent rețeaua inițială din fig. 4.2.1 intervine prin două rețele radial arborescente, așa cum se observă în fig. 4.2.2 și 4.2.3.

Datele referitoare la noduri și la rețea sînt prezentate în tabelele 4.2.1 și 4.2.2. Valorile mai semnificative ale admitanțelor capacitive ale cablurilor se înlocuiesc prin puteri reactive injectate, așa cum s-a arătat anterior. În continuare se concretizează etapele de calcul pentru rețeaua radial arborescentă alimentată din SC_1, (fig. 4.2.2).

b) Rețeaua are un număr de 26 de noduri, din care nodul *1* este nod de echilibru și celelalte 25 sînt noduri independente. Cu datele din tabelul 4.2.2 se calculează termenii diagonali $\underline{Y}_{22} \ldots \underline{Y}_{2525}$, deci începînd cu nodul *2* și terminînd cu nodul *25*. Astfel :

$$\underline{Y}_{22} = \underline{y}_{21} + \underline{y}_{24} = \frac{1}{j\ 0{,}2} + \frac{1}{0{,}006 + j\ 0{,}004} = 115{,}384 - j\,81{,}923 \text{ S}$$

$$\underline{Y}_{44} = \underline{y}_{42} + \underline{y}_{46} + \underline{y}_{47} + \underline{y}_{48} + \underline{y}_{49} + \underline{y}_{412} + \underline{y}_{113} =$$

$$= \frac{1}{0{,}006 + j\ 0{,}004} + \frac{2}{0{,}01 + j\ 0{,}002} + \frac{4}{0{,}052 + j\ 0{,}0124} =$$

$$= 380{,}475 - j132{,}745\ S$$

$$\underline{Y}_{66} = \underline{y}_{64} + \underline{y}_{614} = \frac{1}{0{,}01 + j\ 0{,}002} + \frac{1}{j\ 1{,}35} = 96{,}153 - j19{,}972\ S$$

$$\underline{Y}_{12\ 12} = \frac{1}{0{,}052 + j\ 0{,}0124} = 18{,}196 - j\ 4{,}339\ S$$

$$\underline{Y}_{88} = \underline{Y}_{99} = \frac{1}{0{,}052 + j\ 0{,}0124} + \frac{1}{j3{,}428} = 18{,}196 - j\ 4{,}6310\ S$$

$$\underline{y}_{46} = \underline{y}_{47} = \frac{1}{0{,}01 + j\ 0{,}002} = 96{,}153 - j\ 19{,}231\ S$$

$$\underline{y}_{48} = \underline{y}_{49} = \underline{y}_{412} = \underline{y}_{413} = \frac{1}{0{,}052 + j\ 0{,}0124} = 18{,}196 - j\ 4{,}3402\ S.$$

$$\underline{y}_{614} = \frac{1}{j\ 1{,}35} = -j\ 0{,}74\ S$$

$$y_{816} = \frac{1}{j\ 3{,}428} = -j\ 0{,}2917\ S$$

c) Se consideră la nodul de echilibru $U_1 = 6{,}3$ kV, $\theta_1 = 0$.

Această valoare se păstrează constantă în funcționarea în regim permanent.

Pentru toate celelalte noduri (și pentru cele de 0,4 kV, care sînt raportate la 6 kV) se estimează ca valori inițiale aceeași valoare a tensiunii: $U_2^{(0)} = U_3^{(0)} \ldots U_{25}^{(0)} = 6\underline{|0}$.

d) Se concretizează calculul pentru $\underline{A}_2^{(1)}$, $\underline{A}_4^{(1)}$, $\underline{A}_6^{(1)}$, $\underline{A}_7^{(1)}$, $\underline{A}_8^{(1)}$, $\underline{A}_9^{(1)}$ și $\underline{A}_{12}^{(1)}$. Se folosesc relațiile (4.1.24)

$$A_2'^{(1)} = G_{21}U_1'^{(1)} - B_{21}U_1''^{(1)} + G_{24}U_4''^{(0)} - B_{24}U_4'^{(0)} =$$

$$= 0 \cdot 6{,}3 + 5 \cdot 0 + 115{,}384 \cdot 6 - 76{,}923 \cdot 0 = 692{,}304$$

$$A_2''^{(1)} = G_{21}U_1''^{(1)} + B_{21}U_1'^{(1)} + G_{24}U_4''^{(0)} + B_{24}U_4'^{(0)} = 0 \cdot 0 - 5 \cdot 6{,}3 +$$

$$+ 115{,}384 \cdot 0 - 76{,}923 \cdot 6 = -493{,}038$$

Neexistînd în rețea noduri de tip generator, etapa (e) a algoritmului nu se efectuează.

f) Se aplică relațiile (4.1.22) și (4.1.23)

$$\underline{I}_2^{(1)} = \frac{-jQ_2}{U_2^{*(1)}} = \frac{-j28{,}8 \cdot 10^{-6}}{6} = -j\ 4{,}80 \cdot 10^{-6}\ kA$$

$$\underline{U}_2^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{22}}(\underline{I}_2^{(1)} - A_2'^{(1)} - jA_2''^{(1)}) = \frac{1}{115{,}384 - j\ 81{,}923}$$

$$(-j\ 4{,}8 \cdot 10^{-6} - 692{,}304 + j\ 493{,}038) = (-6{,}006 + j\ 8{,}54 \cdot 10^{-3})\ (kV)$$

$$A_4'^{(1)} = G_{42}U_2'^{(1)} - B_{42}U_2''^{(1)} + G_{46}U_6'^{(0)} - B_{46}U_6''^{(0)} + G_{47}U_7'^{(0)} - B_{47}\ U_7''^{(0)} +$$

$$+ G_{48}U_8'^{(0)} - B_{48}U_8''^{(0)} + G_{49}U_9'^{(0)} - B_{49}U_9''^{(0)} + G_{412}U_{12}'^{(0)} - B_{412}U_{12}''^{(0)} +$$

$$+ G_{413}U_{13}'^{(0)} - B_{413}U_{13}''^{(0)} = 115{,}384\cdot(-6{,}006) + 76{,}923\cdot 8{,}64\cdot 10^{-3} +$$

$$+ 96{,}153\cdot 6 + 96{,}153\cdot 6 + 4\cdot 18{,}196\cdot 6 = 898{,}207$$

$$A_4''^{(1)} = G_{42}U_2''^{(1)} + B_{42}U_2'^{(1)} + G_{46}U_6''^{(0)} + B_{46}U_6'^{(0)} + G_{47}U_7''^{(0)} + B_{47}U_7'^{()} +$$

$$+ G_{48}U_8''^{(0)} + B_{48}U_8'^{(0)} + G_{49}U_9''^{(0)} + B_{49}U_9'^{(0)} + G_{412}U_{12}''^{(0)} + B_{412}U_{12}'^{(0)} +$$

$$+ G_{413}U_{13}'' + B_{413}U_{13}' = 115{,}384\cdot 8{,}54\cdot 10^{-3} - 76{,}923\cdot(-6{,}006) -$$

$$- 19{,}231\cdot 6\cdot 2 - 4{,}3402\cdot 6\cdot 4 = 128{,}048$$

$$\underline{I}_4^{(1)} = \frac{-\mathrm{j}Q_4}{\underline{U}_4^{*(0)}} = \frac{-\mathrm{j}\,35{,}28\cdot 10^{-6}}{6} = -\ \mathrm{j}\ 5{,}88\cdot 10^{-6}\ \mathrm{kA}$$

$$U_4^{(1)} = \frac{1}{380{,}475 - \mathrm{j}\ 118{,}509}(-\mathrm{j}\ 5{,}88\cdot 10^{-6} - 898{,}207 - \mathrm{j}\ 128{,}048) =$$

$$= (-2{,}056 - \mathrm{j}\ 0{,}765)\ \mathrm{kV}$$

$$A_7'^{(1)} = A_6'^{(1)} = G_{64}U_4'^{(1)} - B_{64}U_4''^{(1)} + G_{614}U_{14}'^{(0)} - B_{614}U_{14}''^{(0)} =$$

$$-96{,}153\cdot(-2{,}056) - 19{,}231(-0{,}765) + 0\cdot 6 + 0{,}74\cdot 0 = -\ 212{,}401$$

$$A_7''^{(1)} = A_6''^{(1)} = G_{66}U_4''^{(1)} + B_{64}U_4'^{(1)} + G_{614}U_{14}''^{(0)} + B_{614}U_{14}'^{(0)} =$$

$$= 96{,}153(-0{,}765) - 19{,}231(-2{,}056) + 0\cdot 0 - 0{,}74\cdot 6 = -\ 113{,}095$$

$$A_8'^{(1)} = A_9'^{(1)} = A_{12}'^{(1)} = A_{13}'^{(1)} = G_{84}U_4'^{(1)} - B_{84}U_4''^{(1)} + G_{816}U_{16}'^{(0)} - B_{816}U_{16}''^{(0)} =$$

$$= 18{,}196(-2{,}056) + 4{,}339\cdot(-0{,}765) + 0\cdot 6 + 0{,}2917\cdot 0 = -\ 40{,}729$$

$$A_8''^{(1)} = A_9''^{(1)} = A_{12}''^{(1)} = A_{13}''^{(1)} = G_{64}U_4''^{(1)} + B_{84}U_4'^{(1)} + G_{816}U_{16}''^{(1)} + B_{816}U_{16}'^{(1)} =$$

$$= 18{,}196(-0{,}765) - 4{,}339(-2{,}056) - 4{,}339(-2{,}056) + 0 - 0{,}2917\cdot 6 =$$

$$= -\ 6{,}749$$

$$\underline{U}_7^{(1)} = \underline{U}_6^{(1)} = \frac{1}{96{,}153 - \mathrm{j}10{,}355}(212{,}401 + \mathrm{j}\ 113{,}095) = (2{,}058 + \mathrm{j}\ 1{,}397)\ \mathrm{kV}$$

$$\underline{U}_8^{(1)} = \underline{U}_9^{(1)} = \frac{1}{18{,}196 - \mathrm{j}4{,}6307} = (40{,}729 + \mathrm{j}\ 6{,}749) = (2{,}014 + \mathrm{j}\ 0{,}882)\ \ \mathrm{kV}$$

$$A_{12}'^{(1)} = G_{124}U_4'^{(1)} - B_{124}U_4''^{(1)} = 18{,}196(-2{,}056) + 41{,}3402(-0{,}765) =$$

$$-\ 40{,}73$$

$$A_{12}''^{(1)} = G_{124}U_4''^{(1)} + B_{124}U_4'^{(1)} = 18{,}196(-0{,}765) - 4{,}3402(-2{,}056) = -\ 4{,}996$$

$$\underline{I}_{12}^{(1)} = \frac{-(P_{12} - \mathrm{j}\ Q_{12})}{U_{12}^{(0)}} = -\ \frac{0{,}159 - \mathrm{j}\ 0{,}200}{6} = -\ (0{,}026 - \mathrm{j}\ 0{,}033)\ \mathrm{kA}$$

Semnul minus rezultă din faptul că puterile consumate sînt considerate în metoda tensiunilor nodale ca puteri injectate negative.

$$\underline{U}_{12}^{(1)} = \frac{1}{18{,}196 - j\,4{,}339}(-0{,}026 + j\,0{,}033 + 40{,}73 + j\,4{,}996) = (2{,}054 + + j\,0{,}765)\ \text{kV}$$

Procedînd în mod similar se calculează tensiunile de la nodurile consumatoare *13 — 17*.

Rezultatele regimului permanent după un număr de 5 iterații sînt prezentate în tabelul 4.2.3,a și 4.2.3 b.

Tabelul 4.2.3.a

Nodul	Modulul tensiunii [kV]	Argumentul tensiunii [grd]	Nodul	Modulul tensiunii [kV]	Argumenul tensiunii [grd]
1(SC_1)	6,3	0	*1*(SC_2)	6,3	0
2	6,24	−1,00	*27*	6,24	−1,08
3	6,23	−1,43	*28*	6,25	−1,64
4	6,23	−1,00	*29*	6,24	−1,09
5	6,23	−1,44	*30*	6,24	−1,65
6	6,23	−1,00	*31*	6,24	−1,08
7	6,23	−1,00	*32*	6,24	−1,08
8	6,23	−0,99	*33*	6,23	−1,08
9	6,23	−0,99	*34*	6,24	−1,09
10	6,22	−1,43	*35*	6,24	−1,09
11	6,22	−1,43	*36*	0,4	−3,03
12	6,23	−0,99	*37*	0,4	−3,03
13	6,23	−0,99	*38*	0,38	−4,03
14	0,41	−2,88	*39*	6,24	−1,65
15	0,41	−2,88	*40*	6,24	−1,65
16	0,38	−3,9	*41*	6,24	−1,65
17	0,38	−3,9	*42*	6,24	−1,66
18	6,23	−1,44	*43*	6,24	−1,66
19	6,23	−1,44	*44*	6,24	−1,66
20	6,23	−1,44	*45*	6,24	−1,66
21	6,23	−1,44	*46*	0,38	−4,84
22	6,23	−1,44	*47*	0,38	−4,84
23	6,23	−1,44	*48*	0,38	−4,77
24	6,23	−1,44			
25	0,35	−9,73			
26	0,35	−9,73			

Tabelul 4.2.3.b

Latura	P_{ij} [MW]	Q_{ij} [Mvar]	P_{ji} [MW]	Q_{ji} [Mvar]	ΔP [MW]	ΔQ [Mvar]
SC_1-2	3,4	2,0	−3,4	−1,9	0,0	0,078
SC_1-3	4,9	2,2	−4,9	−2,1	0,0	0,145
2—4	3,4	1,9	−3,4	−1,9	0,004	0,0
3—5	4,9	2,1	−4,9	−2,1	0,008	0,00
4—6	1,0	0,5	−1,0	−0,5	0,001	0,0
4—7	1,0	0,5	−1,0	−0,5	0,001	0,0
4—8	0,6	0,3	−0,6	−0,3	0,0	0,00
4—9	0,6	0,3	−0,6	−0,3	0,0	0,00
4—12	0,2	0,2	−0,2	−0,2	0,0	0,0
4—13	0,2	0,2	−0,2	−0,2	0,0	0,0
5—10	1,6	0,9	−1,6	−0,9	0,003	0,0
5—11	1,6	0,9	−1,6	−0,9	0,003	0,0
5—18	0,3	0,0	−0,3	−0,0	0,0	0,0
5—19	0,3	0,0	−0,3	−0,0	0,0	0,0
5—20	0,3	0,0	−0,3	−0,0	0,0	0,0
5—21	0,2	0,0	−0,2	−0,0	0,0	0,0
5—22	0,2	0,0	−0,2	−0,0	0,0	0,0
5—23	0,2	0,0	−0,2	−0,0	0,001	0,0
5—24	0,2	0,0	−0,2	−0,0	0,001	0,0
6—14	1,0	0,5	−1,0	−0,4	0,008	0,063
7—15	1,0	0,5	−1,0	−0,4	0,008	0,063
8—16	0,6	0,3	−0,6	−0,2	0,009	0,052
9—17	0,6	0,3	−0,6	−0,2	0,009	0,052
10—25	1,5	0,9	−1,4	−0,6	0,067	0,317
11—26	1,5	0,9	−1,4	−0,6	0,067	0,317
SC_2-27	3,7	1,8	−3,7	−1,7	0,0	0,087
SC_2-28	5,6	1,7	−5,6	−1,5	0,0	0,174
27—29	3,7	1,7	−3,7	−1,7	0,004	0,001
28—30	5,6	1,5	−5,6	−1,5	0,004	0,004
29—31	1,3	0,7	−1,3	−0,7	0,0	0,0
29—32	1,3	0,7	−1,3	−0,7	0,0	0,0
29—33	0,6	0,3	−0,6	−0,3	0,001	0,0
29—34	0,2	0,0	−0,2	−0,0	0,0	0,0
29—35	0,2	0,0	−0,2	−0,0	0,0	0,0
30—39	1,0	0,5	−1,0	−0,5	0,001	0,0
30—40	1,0	0,5	−1,0	−0,5	0,001	0,0
30—41	0,4	0,1	−0,4	−0,1	0,001	0,0
30—42	0,3	0,0	−0,3	−0,0	0,0	0,0
30—43	0,3	0,0	−0,03	−0,0	0,0	0,0
30—44	1,3	0,2	−1,3	−0,2	0,0	0,0
30—45	1,3	0,2	−1,3	−0,2	0,0	0,0
31—36	1,3	0,7	−1,3	−0,6	0,014	0,101
32—37	1,3	0,7	−1,3	−0,6	0,014	0,101
33—38	0,6	0,3	−0,6	−0,2	0,009	0,052
39—46	1,0	0,5	−1	−0,4	0,016	0,090
40—47	1,0	0,5	−1	−0,4	0,016	0,090
41—48	0,4	0,1	−0,4	−0,1	0,007	0,035

Rezultă pierderile de putere activă $\Delta P = 0{,}278$ MW și $\Delta Q = 1{,}822$ Mvar.

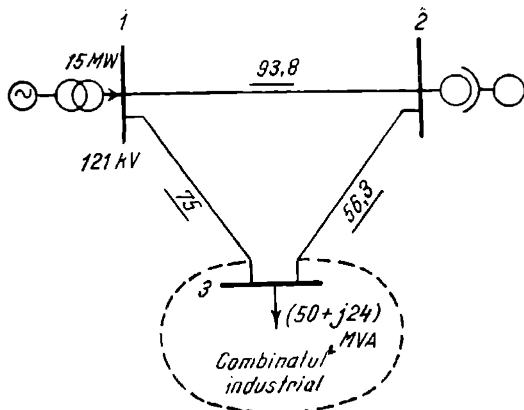


Fig. 4.2.4. Schema electrică de principiu.

Aplicația 4.2.2. Să se determine, prin metoda Newton pură, regimul permanent de funcționare în rețeaua sistemului electroenergetic care alimentează un combinat industrial. Configurația rețelei electrice aferente consumatorului industrial se reprezintă prin schema din figura 4.2.4. Combinatul industrial se alimentează din stațiile de sistem reprezentate prin nodurile *1* și *2*, situate față de combinat la distanțele 56,3 km, respectiv 75 km. La vîrful de sarcină consumatorul industrial necesită puterea $\underline{S} = (50 + j\,24)$ MVA.

Din sistemul electric în nodul *2* intră o putere constantă de 15 MW la tensiunea constantă de 121 kV.

REZOLVARE :

Nodul *1* se consideră nod de echilibru al puterilor active și reactive. Deci, $U_1 = \text{const.}$ și $\theta_1 = 0$. În cazul respectiv $\underline{U}_1 = 121 \angle 0$. Liniile de 110 kV care alimentează combinatul sînt linii simplu circuit cu secțiunea $s = 240$ mm^2 OlAl. Efectul capacitiv al liniilor se consideră introdus în valorile puterilor reactive nodale. În aceste condiții matricea admitanțelor nodale a tuturor nodurilor (inclusiv nodul de echilibru) este :

$$[\underline{Y}_{nne}] = \begin{matrix} & 1 & 2 & 3 \\ 1 & 0{,}02441 - j\,0{,}08338 & -0{,}01046 + j\,0{,}03585 & -0{,}01395 + j\,0{,}04779 \\ 2 & -0{,}01046 + j\,0{,}03585 & 0{,}01854 - j\,0{,}06665 & -0{,}00808 + j\,0{,}0311 \\ 3 & -0{,}01395 + j\,0{,}04779 & -0{,}00808 + j\,0{,}0311 & 0{,}02203 - j\,0{,}07859 \end{matrix}$$

Trebuie să se determine : tensiunea nodului *3* în modul și argument, argumentul tensiunii nodului *2* și puterea reactivă a acestuia, precum și puterile activă și reactivă din nodul de echilibru. Calculele se vor efectua pînă cînd abaterile puterilor nodale față de valorile impuse vor fi mai mici sau egale cu 0,1 MVA.

REZOLVARE :

Sistemul de ecuații (4.1.50 și 4.1.51) scris în formă matriceală pentru rețeaua din figura 4.2.4 în care nodul 1 este nod de echilibru, este :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dfrac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \dfrac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \dfrac{\partial P_2}{\partial U_3} \\ \dfrac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \dfrac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \dfrac{\partial P_3}{\partial U_3} \\ \dfrac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \dfrac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \dfrac{\partial Q_3}{\partial U_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \dfrac{\Delta U_3}{U_3} \end{bmatrix} \qquad (4.2.1)$$

Se aplică relațiile (4.1.48) pentru exprimarea puterilor nodale

$$P_2 = U_2^2 G_{22} + U_2 U_3 G_{23} \cos\theta_{23} + U_2 U_3 B_{23} \sin\theta_{23} + U_2 U_1 G_{21} \cos\theta_{21} + \\ + U_2 U_1 B_{21} \sin\theta_{21}$$

$$P_3 = U_3^2 G_{33} + U_3 U_2 G_{32} \cos\theta_{32} + U_3 U_2 B_{32} \sin\theta_{32} + U_3 U_1 G_{31} \cos\theta_{31} + \\ + U_3 U_1 B_{31} \sin\theta_{31}$$

$$Q_3 = - U_3^2 B_{33} + U_3 U_2 G_{32} \sin\theta_{32} - U_3 U_2 B_{32} \cos\theta_{32} + U_3 U_1 G_{31} \sin\theta_{31} - \\ - U_3 U_1 B_{31} \cos\theta_{31}$$

Expresiile termenilor Jacobianului sînt :

$$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} = - U_2 U_3 G_{23} \sin\theta_{23} + U_2 U_3 B_{23} \cos\theta_{23} - U_2 U_1 G_{21} \sin\theta_{21} + \\ + U_2 U_1 B_{21} \cos\theta_{21} ;$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} = U_2 U_3 G_{23} \sin\theta_{23} - U_2 U_3 B_{23} \cos\theta_{23} ;$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial U_3} = U_2 G_{23} \cos\theta_{23} + U_2 B_{23} \sin\theta_{23} ; \qquad (4.2.2)$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} = U_3 U_2 G_{32} \sin\theta_{32} - U_3 U_2 B_{32} \cos\theta_{32} ;$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} = - U_2 U_3 G_{32} \sin\theta_{32} + U_3 U_2 B_{32} \cos\theta_{32} - U_3 U_1 G_{31} \sin\theta_{32} + \\ + U_3 U_1 B_{31} \cos\theta_{31} ;$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial U_3} = 2 U_3 G_{33} + U_2 G_{32} \cos\theta_{32} + U_2 B_{32} \sin\theta_{32} + U_1 G_{31} \cos\theta_{31} + \\ + U_1 B_{31} \sin\theta_{31} ;$$

$$\frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} = - U_3 U_2 G_{32} \cos\theta_{32} - U_3 U_2 B_{32} \sin\theta_{32} ;$$

$$\frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} = U_3 U_2 G_{32} \cos\theta_{32} + U_3 U_2 B_{32} \sin\theta_{32} + U_3 U_1 G_{31} \cos\theta_{31} + \\ + U_3 U_1 B_{31} \sin\theta_{31} ;$$

$$\frac{\partial Q_3}{\partial U_3} = - 2 U_3 B_{33} + U_2 G_{32} \sin\theta_{32} - U_2 B_{32} \cos\theta_{32} + U_1 G_{31} \sin\theta_{31} - \\ - U_1 B_{31} \cos\theta_{31}$$

Iterația 1

Valorile inițiale atribuite variabilelor sînt :

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = 121 \text{ kV} ; \quad \theta_1^{(0)} = \theta_2^{(0)} = \theta_3^{(0)} = 0 ;$$

$$U_3^{(0)} = 110 \text{ kV}.$$

Cu aceste valori, termenii Jacobianului devin:

$$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} = -131 \cdot 110(-0{,}00808) \cdot 0 + 121 \cdot 110 \cdot 0{,}0311 + 121^2 \cdot 0{,}03585 =$$

$$= 1\,046{,}3656\ ;$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} = -121 \cdot 110 \cdot 0{,}0311 = -413{,}941\ ;$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial U_3} = 121 \cdot (-0{,}00808) = -0{,}97768\ ;$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} = -110 \cdot 121 \cdot 0{,}0311 = -413{,}941\ ;$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} = 110 \cdot 121 \cdot 0{,}0311 + 110 \cdot 121 \cdot 0{,}04779 = 1\,050{,}0259\ ;$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial U_3} = 2 \cdot 110 \cdot 0{,}02203 + 121(-0{,}00808) + 121(-0{,}01395) = 2{,}18097\ ;$$

$$\frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} = -110 \cdot 121(-0{,}0808) = 107{,}5448\ ;$$

$$\frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} = 110 \cdot 121(-0{,}00808) + 110 \cdot 121 \cdot (-0{,}01395) = -293{,}2193\ ;$$

$$\frac{\partial Q_3}{\partial U_3} = -2 \cdot 110 \cdot (-0{,}7859) - 121 \cdot 0{,}0311 - 121 \cdot 0{,}04779 = 7{,}74411.$$

Valorile puterilor active şi reactive nodale în iteraţia 1 sînt:

$$\underline{S}_2^{(1)} = \underline{U}_2 \underline{I}_2^* = \underline{U}_2[(\underline{U}_2^* - \underline{U}_1^*)\underline{y}_{21}^* + (\underline{U}_2^* - \underline{U}_3^*)\underline{y}_{23}^*] = P_2^{(1)} + \mathrm{j}\, Q_2^{(1)} =$$

$$= 121 \cdot (121 - 110)\,(0{,}00808 + \mathrm{j}\, 0{,}0311) = 10{,}75448 + \mathrm{j}\, 41{,}3941\ ;$$

$$\Delta P_2^{(1)} = P_2^{impus} - P_2^{(1)} = 15 - 10{,}75448 = 4{,}24552 \text{ MW}\ ;$$

$$\underline{S}_3^{(1)} = \underline{U}_3 \underline{I}_3^* = \underline{U}_3[(\underline{U}_3^* - \underline{U}_1^*)\underline{y}_{31}^* + (\underline{U}_3^* - \underline{U}_2^*)\underline{y}_{32}^*] = P_3^{(1)} + \mathrm{j}Q_3^{(1)}$$

$$110[(110 - 121)\,(0{,}01395 + \mathrm{j}\, 0{,}04779) + (110 - 121)\,(0{,}00808 + \mathrm{j}\, 0{,}0311)] =$$

$$= -26{,}6563 - \mathrm{j}\, 95{,}4569,$$

$$\Delta P_3^{(1)} = P_3^{impus} - P_3^{(1)} = -50 + 26{,}6563 = -23{,}3437 \text{ MW}\ ;$$

$$\Delta Q_3^{(1)} = Q_3^{impus} - Q_3^{(1)} - = -24 + 95{,}4569 = 75{,}0869 \text{ Mvar}.$$

Neefectuînd operaţia de aducere la acelaşi ordin de mărime al termenilor Jacobianului, sistemul de ecuaţii (4.2.1) devine:

$$\begin{bmatrix} 4{,}24552 \\ -23{,}3437 \\ 75{,}0869 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1046{,}365 & -413{,}941 & -0{,}97768 \\ -413{,}941 & 1\,050{,}0259 & 2{,}18097 \\ 107{,}544 & -293{,}2193 & 7{,}74411 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta_2 \\ \Delta\theta_3 \\ \dfrac{\Delta U_3}{U_3} \end{bmatrix}. \qquad (4.2.3)$$

Rezolvîndu-se sistemul (4.2.3) se obține :

$$\frac{\Delta U_3^{(1)}}{U_3} = 0{,}0865397\,; \qquad \Delta U_3^{(1)} = 9{,}519371\,;$$

$$\Delta\theta_3^{(1)} = 9{,}9996\cdot10^{-5}\ \text{rad} = 5{,}73226°\cdot10^{-3} = 21''$$

$$\Delta\theta_2^{(1)} = 0{,}0129914\ \text{rad} = 0{,}7447388° = 44'41''\,;$$

$$U_3^{(1)} = U_3^{(0)} + \Delta U_3^{(1)} = 110 + 9{,}5193716 = 119{,}5193716\,;$$

$$\underline{U}_2^{(1)} = 121\lfloor 44'41'' = 120{,}98978 + \mathrm{j}\,1{,}5727155 = 121\lfloor 0{,}7447328°\,;$$

$$\underline{U}_3^{(1)} = 119{,}5193716\lfloor 21'' = 119{,}51937 + \mathrm{j}\,0{,}01069 =$$

$$= 119{,}51937\lfloor 5{,}7322°\cdot10^{-3}.$$

Iterația 2

Valorile puterilor active și reactive nodale sînt :

$$\underline{S}_2^{(2)} = \underline{U}_2^{(1)}[(\underline{Y}_{21}\underline{U}_1^{(1)} + \underline{Y}_{22}\underline{U}_2^{(1)} + \underline{Y}_{23}\underline{U}_3^{(1)}]^* = (120{,}98978 +$$

$$+ \mathrm{j}\,1{,}5727155)\,[(-0{,}01046 + \mathrm{j}\,0{,}03585)121 + (0{,}01854 - \mathrm{j}\,0{,}06665) +$$

$$+ (120{,}98978 + \mathrm{j}\,1{,}572715) + (0{,}00808 - \mathrm{j}\,0{,}0311)(119{,}51937 + \mathrm{j}\,0{,}01069)]^* =$$

$$= 14{,}098109 - \mathrm{j}\,2{,}2376\,;$$

$$\Delta P_2^{(2)} = P_2^{impus} - P_2^{(2)} = 15 - 14{,}098109 = 0{,}901891\,;$$

$$\underline{S}_3^{(2)} = \underline{U}_3[\underline{Y}_{31}\underline{U}_1^{(1)} + \underline{Y}_{32}\underline{U}_2^{(1)} + \underline{Y}_{33}\underline{U}_3^{(1)}]^* = (119{,}51937 + \mathrm{j}\,0{,}01069) +$$

$$+ [(-0{,}01395 + \mathrm{j}\,0{,}04779)\cdot121 + (0{,}00808 - \mathrm{j}\,0{,}0311)\,(120{,}98978 +$$

$$+ \mathrm{j}\,1{,}5727155) + (0{,}02203 - \mathrm{j}\,0{,}07859)\,(119{,}51937 + \mathrm{j}\,0{,}01069)]^* =$$

$$= -\,9{,}6326026 - \mathrm{j}\,16{,}71837\,;$$

$$\Delta P_3^{(2)} = P_3^{impus} - P_3^{(2)} = -\,50 + 9{,}6326 = -\,40{,}3674\,;$$

$$\Delta Q_3^{(2)} = Q_3^{impus} - Q_3^{(0)} = -\,24 + 16{,}71837 = -\,7{,}28163.$$

Se recalculează termenii Jacobianului înlocuind în relațiile (4.2.2) valorile necunoscutelor din iterația 2. Cu aceste valori sistemul de ecuații (4.2.1) devine :

$$\begin{bmatrix}\Delta P_2\\ \Delta P_3\\ \Delta Q_3\end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 978{,}05908 & -451{,}23304 & -0{,}9290635\\ -448{,}21881 & 1\,139{,}3705 & 2{,}5525182\\ 122{,}64286 & -324{,}31643 & 9{,}2531185\end{bmatrix} \begin{bmatrix}\Delta\theta_2\\ \Delta\theta_3\\ \Delta U_3\end{bmatrix}. \tag{4.2.4}$$

Se rezolvă acest sistem linear și se determină valorile necunoscutelor din iterația 3, $\Delta\theta_2^{(3)}$, $\Delta\theta_3^{(3)}$, $\Delta U_3^{(3)}$, cu care se recalculează noile valori ale tensiunilor nodale, $\theta_2^{(3)}$, $\theta_3^{(3)}$ și $U_3^{(3)}$. Se repetă calculele în iterația 4 în mod similar iterației 3. La sfîrșitul iterației 4 se obțin următoarele valori :

$$\underline{U}_2^{(4)} = 112\lfloor -20'27'' = 120{,}99786 - \mathrm{j}\,0{,}7196569\,;$$

$$\underline{U}_3^{(4)} = 117{,}53445\lfloor -2°14'27'' = 117{,}44456 - \mathrm{j}\,4{,}5958241.$$

Cu aceste valori se recalculează puterile nodale şi se obţine :

$\underline{S}_2^{(5)} = 14,997999 + j\,6,0020201$; $\underline{S}_3^{(5)} = -49,957545 - j\,23,848808.$

Abaterile puterilor nodale, rezultate în iteraţia 5, faţă de valorile impuse sînt :

$$\Delta P_2^{(5)} = 15 - 14,997998 = 2,001 \cdot 10^{-3}\ \text{MW};$$

$$\Delta P_3^{(5)} = -50 + 49,957543 = -0,042457\ \text{MW};$$

$$\Delta Q_3^{(6)} = -24 + 23,948808 = 0,0511915\ \text{Mvar}.$$

Aceste abateri fiind mai mici decît valoarea impusă, calculul iterativ se termină deci la iteraţia 4.

Aplicaţia 4.2.3. Să se calculeze prin metoda Newton decuplată (ND) regimul permanent de funcţionare a reţelei electrice care alimentează staţiile de racord adînc (SRA) dintr-o mare întreprindere industrială, reprezentată în figura 4.2.5. Reţeaua de alimentare a SRA este constituită din linii dublu circuit de 110 kV, fiecare circuit avînd conductoare de secţiune $s_n = 300$ mm^2 OlAl cu următorii parametri specifici : $r_0 = 0,0989$ Ω/km ; $x_0 = 0,4089$ Ω/km ; $y_0 = 2,827$ μ S/km; $I_{max\ adm} = 600$ A. Lungimile diferitelor porţiuni de reţea în km sînt reprezentate prin cifre barate. Puterile activă în [MW] şi reactivă în [Mvar] necesitate de staţiile de racord adînc sînt prezentate în figură. În magistrala de 110 kV sistemul electroenergetic injectează puterea prin intermediul a două staţii de transformare de 400/110 kV. Staţia din nodul *9* injectează o putere activă constantă de 320 MW, iar nodul *1* de legătură cu sistemul electroenergetic se consideră nod de echilibru. Întreprinderea posedă şi o centrală electrică (CET) care pentru regimul analizat injectează în magistrala dublă de 110 kV puterea : $\underline{S} = 2(50 + j\,35)$ MVA.

REZOLVARE :

Se consideră nodul *1* ca nod de echilibru.

Avînd în vedere valorile parametrilor specifici şi lungimile liniilor, matricea admitanţelor nodale a nodurilor independente este prezentată în tabelul 4.2.4. În termenii diagonali ai matricei $[\underline{Y}_{nn}]$ au fost considerate şi valorile admitanţelor capacitive.

Nodurile de tip generator sînt nodurile *9* şi *10*, iar nodurile de tip consumator sînt nodurile *2*÷*8*.

Pentru acest caz concret se scrie sistemul de ecuaţii (4.1.50) şi (4.1.51). Se are în vedere faptul că matricea Jacobian are aceeaşi structură ca matricea $[\underline{Y}_{nn}]$.

$$\frac{\Delta P_2}{U_2} = \frac{1}{U_2}\left(\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2}\Delta\theta_2 + \frac{\partial P_2}{\partial \theta_8}\Delta\theta_8 + \frac{\partial P_2}{\partial \theta_{10}}\Delta\theta_{10}\right)$$

$$\frac{\Delta Q_2}{U_2} = \frac{\partial Q_2}{\partial U_2}\cdot\frac{\Delta U_2}{U_2} + \frac{\partial Q_2}{\partial U_8}\frac{\Delta U_8}{U_8}\cdot\frac{U_8}{U_2} + \frac{\partial Q_2}{\partial U_{10}}\frac{\Delta U_{10}}{U_{10}}\frac{U_{10}}{U_2}$$

Se notează $\frac{\Delta U_i}{U_i} = \Delta u_i$, care se numeşte creştere relativă de tensiune.

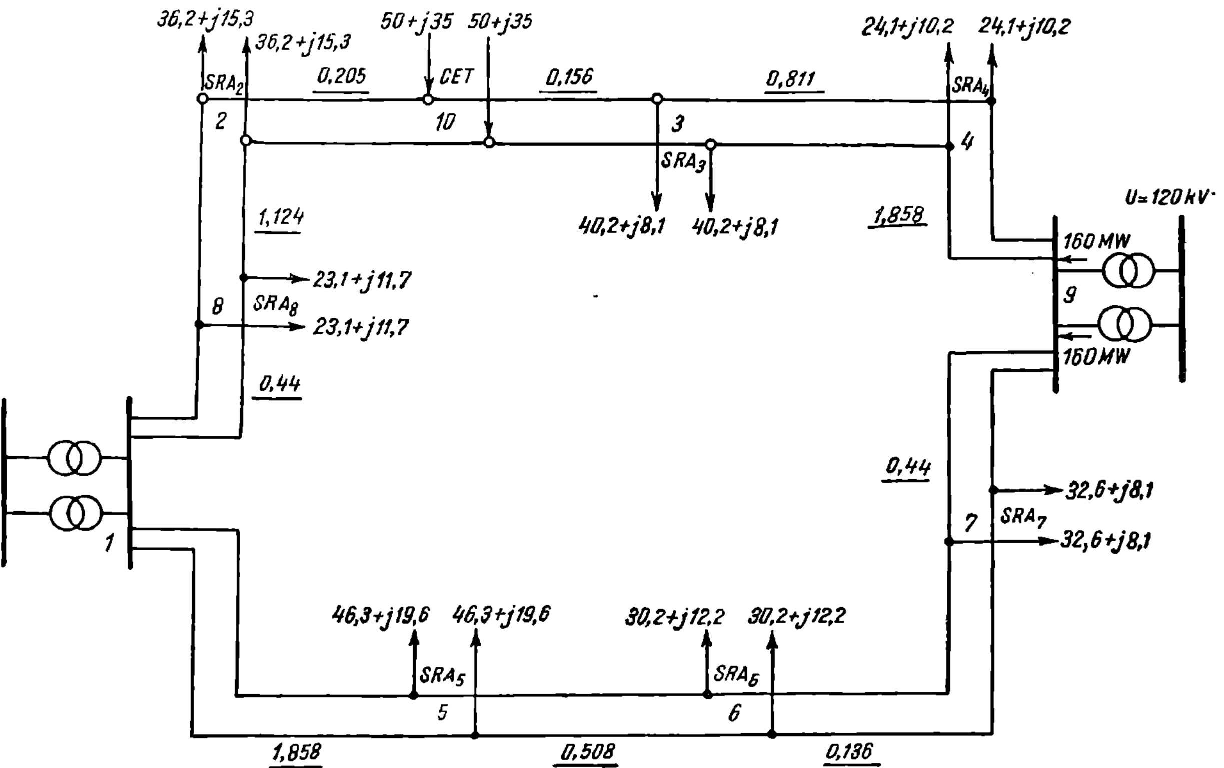


Fig. 4.2.5. Schema electrică de principiu.

Tabelul 4.2.4

$Y_{nn}=$	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	3,312628 −j 1,325017						−0,511508 +j 2,046035		−2,80112 +j 11,204481
3		4,385187 −j 17,540747	−0,708717 +j 2,834868						−3,67647 +j 14,705882
4		−0,708717 +j 2,834868	1,018314 −j 4,073199					−0,309597 +j 1,23839	
5				1,440818 −j 5,763276	−1,131221 +j 4,524886				
6				− 1,131221 +j 4,524886	5,332901 −j 21,331606	−4,20168 +j 16,806722			
7					−4,20168 +j 16,806722	−5,508869 −j 22,035479		−1,307189 +j 5,228758	
8	−0,511508 +j 2,046035						1,818697 −j 7,274758		
9			−0,309597 +j 1,23839			−1,307189 +j 5,228758		1,616786 −j 6,467091	
10	−2,80112 +j 11,204481	−3,67647 +j 14,705882							6,47759 −j 25,910362

În aceste condiții ecuația corespunzătoare variației puterii reactive poate fi scrisă

$$\frac{\Delta Q_2}{U_2} = \frac{1}{U_2}\left(\frac{\partial Q_2}{\partial U_2} U_2\Delta u_2 + \frac{\partial Q_2}{\partial U_8} U_8\Delta u_8 + \frac{\partial Q_2}{\partial U_{10}} U_{10}\Delta u_{10}\right)$$

$$\frac{\Delta P_3}{U_3} = \frac{1}{U_3}\left(\frac{\partial P_3}{\partial \theta_3}\Delta\theta_3 + \frac{\partial P_3}{\partial \theta_8}\Delta\theta_4 + \frac{\partial P_3}{\partial \theta_{10}}\Delta\theta_{10}\right)$$

$$\frac{\Delta Q_3}{U_3} = \frac{1}{U_3}\left(\frac{\partial Q_3}{\partial U_3} U_3\Delta u_3 + \frac{\partial Q_3}{\partial U_4} U_4\Delta u_4 + \frac{\partial Q_3}{\partial U_{10}} U_{10}\Delta u_{10}\right)$$

În expresiile de mai sus derivatele în raport cu tensiunea nodurilor *1*, *9* și *10* sînt nule, deoarece aceste noduri sînt noduri de tip PU, deci au valoarea constantă a tensiunii.

Conform relațiilor (4.1.48), expresiile puterilor active și reactive de la nodurile *2* și *3* sînt:

$$P_2 = U_2^2G_{22} + U_2U_8G_{28}\cos\theta_{28} + U_2U_8B_{28}\sin\theta_{28} + U_2U_{10}G_{210}\cos\theta_{210} + U_2U_{10}B_{210}\sin\theta_{210}$$

$$Q_2 = -U_2^2B_{22} + U_2U_8G_{28}\sin\theta_{28} - U_2U_8B_{28}\cos\theta_{28} + U_2U_{10}G_{210}\sin\theta_{210} - U_2U_{10}B_{210}\cos\theta_{210}$$

$$P_3 = U_3^2G_{33} + U_3U_4G_{34}\cos\theta_{34} + U_3U_4B_{34}\sin\theta_{34} + U_3U_{10}G_{310}\cos\theta_{310} + U_3U_{10}B_{310}\sin{}_{310}$$

$$Q_3 = -U_3^2B_{33} + U_3U_4G_{34}\sin\theta_{34} - U_3U_4B_{34}\cos\theta_{34} + U_3U_{10}G_{310}\sin\theta_{310} - U_3U_{10}B_{310}\cos\theta_{310}$$

Termenii corespunzători primei linii ai matricei Jacobian (relațiile (4.1.53)) au expresiile:

$$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} = -U_2U_8G_{28}\sin\theta_{28} + U_2U_8B_{28}\cos\theta_{28} - U_2U_{10}G_{210}\sin\theta_{210} + U_2U_{10}B_{210}\cos\theta_{210}$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_8} = U_2U_8G_{28}\sin\theta_{28} - U_2U_8B_{28}\cos\theta_{28}$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_{10}} = U_2U_{10}G_{210}\sin\theta_{210} - U_2U_{10}B_{210}\cos\theta_{210}$$

Termenii corespunzători celei de a doua linii a matricei Jacobian au expresiile:

$$\frac{\partial Q_2}{\partial U_2} = -2U_2B_{22} + U_8G_{28}\sin\theta_{28} - U_8B_{28}\cos\theta_{28} + U_{10}G_{210}\sin\theta_{210} - U_{10}B_{210}\cos\theta_{210}$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial U_8} = U_2G_{28}\sin\theta_{28} - U_2B_{28}\cos\theta_{28}$$

			2		3		4		5		6		7		8		9	10			
	$\frac{\Delta P_2}{U_2}$		$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2}\frac{1}{U_2}$												$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_8}\frac{1}{U_2}$			$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_{10}}\frac{1}{U_2}$		$\Delta\theta_2$	
2	$\frac{\Delta Q_2}{U_2}$			$\frac{\partial Q_2}{\partial U_2}$												$\frac{\partial Q_2}{\partial U_8}\frac{U_8}{U_2}$				$\frac{\Delta U_2}{U_2}$	
	$\frac{\Delta P_3}{U_3}$				$\frac{\partial P_3}{\partial \theta_3}\frac{1}{U_3}$		$\frac{\partial P_3}{\partial \theta_4}\frac{1}{U_3}$											$\frac{\partial P_3}{\partial \theta_{10}}\frac{1}{U_3}$		$\Delta\theta_3$	
3	$\frac{\Delta Q_3}{U_3}$					$\frac{\partial Q_3}{\partial U_3}$		$\frac{\partial Q_3}{\partial U_4}\frac{U_4}{U_3}$												$\frac{\Delta U_3}{U_3}$	
	$\frac{\Delta P_4}{U_4}$				$\frac{\partial P_4}{\partial \theta_3}\frac{1}{U_4}$		$\frac{\partial P_4}{\partial \theta_4}\frac{1}{U_4}$										$\frac{\partial P_4}{\partial \theta_9}\frac{1}{U_4}$			$\Delta\theta_4$	
4	$\frac{\Delta Q_4}{U_4}$					$\frac{\partial Q_4}{\partial U_3}\frac{U_3}{U_4}$		$\frac{\partial Q_4}{\partial U_4}$												$\frac{\Delta U_4}{U_4}$	
	$\frac{\Delta P_5}{U_5}$								$\frac{\partial P_5}{\partial \theta_5}\frac{1}{U_5}$		$\frac{\partial P_5}{\partial \theta_6}\frac{1}{U_5}$									$\Delta\theta_5$	
5	$\frac{\Delta Q_5}{U_5}$	=								$\frac{\partial Q_5}{\partial U_5}$		$\frac{\partial Q_5}{\partial U_6}\frac{U_6}{U_5}$							×	$\frac{\Delta U_5}{U_5}$	(4.2.5)
	$\frac{\Delta P_6}{U_6}$								$\frac{\partial P_6}{\partial \theta_5}\frac{1}{U_6}$		$\frac{\partial P_6}{\partial \theta_6}\frac{1}{U_6}$		$\frac{\partial P_6}{\partial \theta_7}\frac{1}{U_6}$							$\Delta\theta_6$	
6	$\frac{\Delta Q_6}{U_6}$									$\frac{\partial Q_6}{\partial U_5}\frac{U_5}{U_6}$		$\frac{\partial Q_6}{\partial U_6}$		$\frac{\partial Q_6}{\partial U_7}\frac{U_7}{U_6}$						$\frac{\Delta U_6}{U_6}$	
	$\frac{\Delta P_7}{U_7}$										$\frac{\partial P_7}{\partial \theta_6}\frac{1}{U_7}$		$\frac{\partial P_7}{\partial \theta_7}\frac{1}{U_7}$				$\frac{\partial P_7}{\partial \theta_9}\frac{1}{U_7}$			$\Delta\theta_7$	
7	$\frac{\Delta Q_7}{U_7}$											$\frac{\partial Q_7}{\partial U_6}\frac{U_6}{U_7}$		$\frac{\partial \theta_7}{\partial U_7}$						$\frac{\Delta U_7}{U_7}$	
	$\frac{\Delta P_8}{U_8}$		$\frac{\partial P_8}{\partial \theta_2}\frac{1}{U_8}$												$\frac{\partial P_8}{\partial \theta_8}\frac{1}{U_8}$					$\Delta\theta_8$	
8	$\frac{\Delta Q_8}{U_8}$			$\frac{\partial Q_8}{\partial U_2}\frac{U_2}{U_8}$												$\frac{\partial Q_8}{\partial U_8}$				$\frac{\Delta U_8}{U_8}$	
9	$\frac{\Delta P_9}{U_9}$						$\frac{\partial P_9}{\partial \theta_4}\frac{1}{U_9}$						$\frac{\partial P_9}{\partial \theta_7}\frac{1}{U_9}$				$\frac{\partial P_9}{\partial \theta_9}\frac{1}{U_9}$			$\Delta\theta_9$	
10	$\frac{\Delta P_{10}}{U_{10}}$		$\frac{\partial P_{10}}{\partial \theta_2}\frac{1}{U_{10}}$		$\frac{\partial P_{10}}{\partial \theta_3}\frac{1}{U_{10}}$													$\frac{\partial P_{10}}{\partial \theta_{10}}\frac{1}{U_{10}}$		$\Delta\theta_{10}$	

În iterația zero se atribuie variabilelor următoarele valori :

$$U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = U_7^{(0)} = U_8^{(0)} = 110 \text{ kV};$$

$$U_1 = 120{,}23 \text{ kV} \quad U_9^{(0)} = U_{10}^{(0)} = 121 \text{ kV}$$

$$\theta_1^{(0)} = \theta_2^{(0)} = \theta_3^{(0)} = \theta_4^{(0)} = \theta_5^{(0)} = \theta_6^{(0)} = \theta_7^{(0)} = \theta_8^{(0)} = \theta_9^{(0)} = \theta_{10}^{(0)} = 0$$

Avînd în vedere aceste valori inițiale ale variabilelor, termenii Jacobianului devin :

$$\frac{1}{U_2}\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} = \frac{1}{110}(110\cdot 110\cdot 2\,046{,}035\cdot 10^{-3} + 110\cdot 121\cdot 11\,204{,}481\cdot 10^{3}) =$$

$$= 1\,491{,}907$$

$$\frac{1}{U_2}\frac{\partial P_2}{\partial \theta_8} = -\frac{110\cdot 110\cdot 2\,046{,}035\cdot 10^{-3}}{110} = -225{,}064$$

$$\frac{1}{U_{10}}\frac{\partial P_2}{\partial \theta_{10}} = -\frac{110\cdot 121\cdot 11\,204{,}481\cdot 10^{-3}}{121} = -1\,232{,}493$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial U_2} = +2\cdot 110\cdot 13\,250{,}516\cdot 10^{-3} - 110\cdot 2\,046{,}035\cdot 10^{-3}\cdot 1 -$$

$$- 110\cdot 11\,204{,}481\cdot 10^{-3}\cdot 1 = 1\,457{,}55676$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial U_8} = -110\cdot 2\,046{,}035\cdot 10^{-3} = -225{,}0638$$

Sistemul de ecuații (4.1.50) și (4.1.51) este prezentat sub formă matricială prin relația (4.2.5).

Rezultatele regimului permanent, obținut prin metoda ND după patru iterații sînt prezentate în tabelele 4.2.5 *a* și 4.2.5 *b*. Rezultă pierderile de putere activă și reactivă $\Delta P = 0{,}164$ MW și $\Delta Q = 0{,}968$ Mvar.

Tabelul 4.2.5.a

Nodul	Tensiunea U [kV]	Argumentul θ [grd]
1	120,21	0
2	120,22	−0,03
3	120,23	−0,03
4	120,23	0,01
5	120,19	0,01
6	120,23	−0,05
7	120,23	−0,08
8	120,20	−0,02
9	120,20	−0,02
10	120,24	−0,02

Tabelul 4.2.5.b

Latura	P_{ij} [MW]	Q_{ij} [Mvar]	P_{ji} [MW]	Q_{ji} [Mvar]	ΔP [MW]	ΔQ [Mvar]
1—5	−4,3	8,6	4,3	−8,6	0	0
1—8	27,3	4,7	−27,3	−4,7	0	0,014
2—8	−3,9	6,8	3,9	−6,8	0	0,490
2—10	−32,3	−22,1	32,3	22,1	0	0,063
3—4	−22,2	4,6	22,2	−4,6	0,004	0,043
3—10	−17,7	−12,8	17,7	12,9	0,016	0,063
4—9	−46,3	5,5	46,3	4,8	0,027	0,113
5—6	−50,6	−11	50,6	11	0,016	0,051
6—7	−80,8	−23,3	80,8	23,3	0,062	0,006
7—9	−113,4	−31,6	113,5	31,7	0,039	0,125

Aplicaţia 4.2.4. Să se determine echivalentul R.E.I. cu sarcină unică pentru reţeaua reprezentată în fig. 4.2.6.

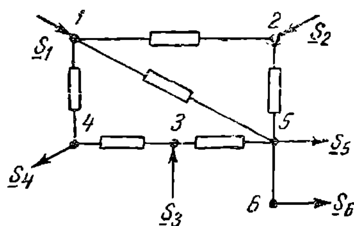


Fig. 4.2.6. Schema electrică de principiu.

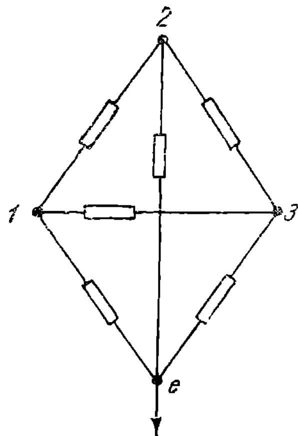


Fig. 4.2.7. Echivalentul R.E.I. cu sarcină unică.

Se cunosc parametrii rețelei și regimul permanent de funcționare. Prin urmare mărimile cunoscute sînt :

— Admitanțele laturilor :

$\underline{y}_{12} = (11{,}76 - j\,47{,}05)\cdot 10^{-3}$ S ;

$\underline{y}_{14} = (6{,}41 - j\,32{,}05)\cdot 10^{-3}$ S ;

$\underline{y}_{15} = (5{,}49 - j\,27{,}47)\cdot 10^{-3}$ S ;

$\underline{y}_{25} = (9{,}61 - j\,48{,}07)\cdot 10^{-3}$ S ;

$\underline{y}_{34} = (6{,}88 - j\,22{,}93)\cdot 10^{-3}$ S ;

$\underline{y}_{35} = (5{,}88 - j\,23{,}52)\cdot 10^{-3}$ S ;

$\underline{y}_{56} = (10{,}7 - j\,47{,}59)\cdot 10^{-3}$ S ;

— Tensiunile nodurilor în modul și argument

$\underline{U}_1 = 242 \,\underline{|\,0}$;

$\underline{U}_2 = 241{,}3 \,\underline{|\,0{,}42°}$ kV ;

$\underline{U}_3 = 242 \,\underline{|\,1{,}636°}$ kV ;

$\underline{U}_4 = 225{,}27 \,\underline{|\,-3{,}36°}$ kV ;

$\underline{U}_5 = 230{,}304 \,\underline{|\,-1{,}83°}$ kV ;

$\underline{U}_6 = 218{,}505 \,\underline{|\,-3{,}04°}$ kV ;

REZOLVARE :

— Puterile corespunzătoare nodurilor de sarcină și nodurilor generatoare :

$\underline{S}_4 = -(250 + j\,150)$ MVA ;

$\underline{S}_5 = -(150 + j\,100)$ MVA ;

$\underline{S}_6 = -(120 + j\,100)$ MVA ;

$\underline{S}_1 = (151{,}09 + j\,200)$ MVA ;

$\underline{S}_2 = (149{,}02 + j\,96{,}94)$ MVA ;

$\underline{S}_3 = (234{,}85 + j\,115{,}75)$ MVA.

Se aplică succesiv operațiile prezentate în paragraful 4.1.4 (metoda R.E.I.-Dimo).

Se linearizează sarcinile folosindu-se relațiile (4.1.56) și (4.1.58).

Se obține :

$$y_{40}' = \frac{\underline{S}_4^*}{U_4^2} = \frac{-250 + j150}{225{,}27^2} = (-4{,}92 + j\,2{,}93)\cdot 10^{-3} \text{ S};$$

$$y_{50}' = \frac{\underline{S}_5^*}{U_5^2} = \frac{-150 + j100}{230{,}304^2} + (2{,}82 + j\,1{,}86)\cdot 10^{-3} \text{ S};$$

$$y_{60}' = \frac{\underline{S}_6^*}{U_6^2} = \frac{-120 + j100}{218{,}505^2} = (-2{,}51 + j\,2{,}09)\cdot 10^{-3} \text{ S}.$$

Matricea admitanțelor nodale completată cu admitanțele corespunzătoare sarcinilor liniarizate și cu nodurile O' și e este :

	1	2	3	4	5	6	0′	e
1	23,64−j 10657	−11,76+j 4705		−6,41+j 32,05	−5,49+j 27,47			
2	−11,76+j 4705	21,37−j 95,12			−9,61+j 48,07			
3			12,76−j 46,54	−6,88+j 22,93	−5,88+j 23,52			
4	−6,41+j 32,05		−6,88+j 22,93	18,21−j 57,93			4,92−j 2,93	
5	−5,49+j 27,47	−9,61+j 48,07	−5,88+j 23,53		34,63−j 14669	−10,7+j 4759	2,82−j 1,86	
6					−10,7+j 47,59	13,06−j 49,56	2,51−j 2,09	
0′				4,92−j 2,93	2,82−j 1,86	2,51−j 2,09	−10,25+j 6,88	10,25+j 6,88
e							10,25+j 6,88	−10,25+j 6,88

Se elimină mai întîi nodurile 4, 5, 6. Se recalculează noile valori ale admitanţelor folosind relaţia (4.1.64). Matricea admitanţelor nodale corespunzătoare reţelei din care s-au redus nodurile, *4*, *5* şi *6*. este:

$[Y'_{nn\ redus}] =$

	1	2	3	0′	e
1	−23,66+j 101,75	12,46−j 47,32	0,37−j 3,54	5,96−j 27,99	4,87−j 22,9
2	12,46−j 47,32	−18,5 +j 80,56	0,52−j 1,31	3,04−j 17,56	2,48−j 14,37
3	0,37−j 3,54	0,52−j 1,31	−12,21+j 43,78	6,23−j 21,41	5,09−j 17,52
0′	5,96−j 27,99	3,04−j 17,56	6,23−j 21,41	−15,23+j 66,96	−6,85+j 30,13
e	4,87−j 22,9	2,48−j 14,36	5,09−j 17,52	− 6,85+j 30,13	−5,59+j 24,65

$\cdot 10^{-3}$s

În urma reducerii şi a nodului *0′*, rămîn în reţea numai nodurile *1*, *2*, *3* şi *e*, iar reţeaua cu nodurile consumatoare *4*, *5* şi *6* înlocuite prin nodul *e*, deci echivalentul R.E.I. cu sarcină unică este reprezentat în figura 4.2.7.

BIBLIOGRAFIE

1. Iacobescu, Gh., Iordănescu, I., Tudose, M. **Reţele şi sisteme electrice**, E.D.P., Bucureşti, 1979.
2. Potolea, E. **Calculul regimurilor de funcţionare ale sistemelor electroenergetice**, Bucureşti, Editura Tehnică, 1977.
3. Bercovici, M., Arie, A., Pocată, A. **Reţele electrice. Calculul electric**, Editura Tehnică, Bucureşti, 1967.
4. Dimo, Paul. **Analiza nodală a sistemelor energetice**. Editura Academiei, Bucurerti, 1979.
5. Dimo, Paul. **Lex reseaux REI**, Bulletin de la direction des etudes et recherches, Electricité de France, nr. 2, 1982, serie B.
6. Dopazo, I. F., Irissari, N., Sassor, A. N. **Real Time External System Equivalent for on-line Contingencies Analysis.** Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. PAS 98, Nov. 1979.
7. Dimo, Paul. **Calculul şi proiectarea sistemelor electroenergetice**, Editura Tehnică, Bucureşti, 1974.
8. Pietrăreanu E. **Agenda electricianului**, Editura Tehnică, Bucureşti, 1979.

5. STABILIREA SOLUŢIILOR OPTIME DE ALIMENTARE CU ENERGIE ELECTRICĂ A ÎNTREPRINDERILOR INDUSTRIALE

5.1. INDICAŢII TEORETICE

Alegerea soluţiei optime de alimentare cu energie electrică a unei întreprinderi industriale cuprinde două probleme importante : prima se referă la modul de racordare a întreprinderii la sistemul energetic (SE), iar a doua la modul de distribuţie a energiei electrice în cadrul întreprinderii. Rezolvarea acestor probleme are ca bază normativele în vigoare [1], [2], [3].

5.1.1. RACORDAREA ÎNTREPRINDERILOR INDUSTRIALE LA SISTEMUL ENERGETIC

Stabilirea structurii şi configuraţiei optime a instalaţiilor de alimentare cu energie electrică din sistemul energetic a întreprinderilor industriale necesită parcurgerea următoarelor etape :

1) **Informaţii necesare :**

— *Puterea maximă activă şi reactivă necesară întreprinderii în eventualele etape de dezvoltare.* În funcţie de sarcina maximă de durată absorbită în punctele de racord se stabilesc următoarele clase de consumatori :

clasa A — consum peste 50 MVA ;
clasa B — consum între 7,5 şi 50 MVA ;
clasa C — consum între 2,5 şi 7,5 MVA ;
clasa D — consum sub 2,5 MVA.

— *Repartizarea consumatorilor pe diferite categorii privind continuitatea alimentării.* Categoriile de receptoare în sistemul intern al consumatorilor sînt :

— categoria zero, la care întreruperile în alimentare cu energie electrică pot conduce la explozii, distrugeri de utilaje, incendii şi pierderi de vieţi omeneşti ;

— categoria I-a, la care întreruperea alimentării cu energie electrică conduce la dereglarea proceselor tehnologice în flux continuu, la rebuturi sau pierderi industriale nerecuperabile ;

— c a t e g o r i a a II-a, la care întreruperea alimentării conduce la nerealizări de producţie practic numai pe durata întreruperii, iar producţia nerealizată poate fi recuperată ;

— c a t e g o r i a a III-a, care cuprinde receptoarele ce nu se încadrează în categoriile precedente.

Studiile de alimentare a consumatorilor industriali din sistemul energetic au în vedere numai receptoarele de categoriile I, **II** şi III.

Nivelele de siguranţă la care se poate realiza alimentarea consumatorilor sînt :

N i v e l u l 1 — trebuie să asigure în caz **de** defecte simple realimentarea consumatorilor cu o discontinuitate de ordinul secundelor. Această cerinţă se împlineşte prin alimentraea prin două căi independente şi două puncte distincte de racord. Fiecare cale de alimentare se dimensionează fie pentru sarcina totală, fie pentru sarcina de durată corespunzătoare receptoarelor de categoria I-a. În acest ultim caz suprasarcina care poate apărea la comutarea sarcinii pe o singură cale se evită prin deconectarea receptoarelor de categoria a II-a şi a III-a.

N i v e l u l 2 — asigură alimentarea prin două căi, dar căile de alimentare nu sînt neapărat independente şi pot fi racordate într-un singur punct de racord ; durata după care se face realimentarea consumatorilor la avarii simple este determinată de timpul necesar efectuării de manevre pentru identificarea, izolarea defectului şi realimentarea pe o cale de rezervă (30 min pentru consumatorii din clasele A, B, şi 2÷8 h pentru cei din clasele C, D).

N i v e l u l 3 — asigură alimentarea printr-o singură cale ; durata după care se face realimentarea consumatorilor la avarii simple se stabileşte de la caz la caz, în funcţie de condiţiile locale şi structura schemei de alimentare.

— *Existenţa, puterea şi amplasarea consumatorilor care produc şocuri.*

— *Tensiunea nominală a consumatorilor din întreprindere.*

— *Centrul sau centrele de greutate ale consumatorilor* din întreprindere în vederea stabilirii amplasamentelor staţiei sau staţiilor de transformare.

— *Existenţa centralei electrice de termoficare* (CET), caracteristicile acesteia şi puterea maximă disponibilă.

— *Poziţia amplasamentului întreprinderii* faţă de instalaţiile de producere, transport şi transformare ale sistemului din zona respectivă.

— *Gradul de încărcare al instalaţiilor sistemului* şi posibilitatea preluării puterilor necesare întreprinderilor care se realizează în zonă.

2) **Stabilirea soluţiilor (variantelor) de alimentare cu energie electrică.** În funcţie de aceste informaţii se stabilesc mai multe soluţii sau variante posibile, pentru structura şi configuraţia instalaţiilor de racordare din sistem. În cadrul fiecărei soluţii de alimentare trebuie să se aleagă transformatoarele şi autotransformatoarele electrice, să se dimensioneze reţeaua electrică, să se aleagă şi să se verifice echipamentul de comutaţie primară corespunzător. Este de asemenea necesar calculul regimului permanent de funcţionare la sarcina maximă de durată, pentru a se putea evalua pierderile de putere şi de energie în toate variantele analizate.

3) **Calculul indicatorilor de fiabilitate a soluţiilor considerate în studiu.**

Din calculul tehnico-economic necesar alegerii schemei optime de alimentare cu energie electrică a marilor consumatori industriali nu trebuie să lipsească calculul a doi indicatori de fiabilitate deosebit de importanţi : numărul mediu de întreruperi şi durata totală medie a întreruperilor din

intervalul de timp considerat. Cu ajutorul acestora se face estimarea valorică a efectelor economice datorite nelivrării energiei electrice în cantitatea şi la calitatea cerută, rezultatele fiind folosite apoi la compararea variantelor schemelor de alimentare, în vederea alegerii variantei optime.

Studiul fiabilităţii schemelor de alimentare şi distribuţie a energiei electrice se face cu ajutorul calculului probabilităţilor. Pentru aflarea probabilităţii unui eveniment se divide numărul cazurilor posibile n care constituie evenimentul studiat, denumite în general cazuri favorabile, la numărul total N al cazurilor egal posibile şi se obţine :

$$p = \frac{n}{N}$$

unde p este probabilitatea apariţiei fenomenului studiat.

Un element al schemei electrice are două stări posibile : starea de bună funcţionare şi starea de defect, iar o reţea are mai multe asemenea stări, în funcţie de starea fiecăruia din elementele sale.

Durata de funcţionare T_f a unui element sau aparat al reţelei electrice pînă la prima defectare este o variabilă aleatoare supusă unei legi de repartiţie exponenţială. Pentru fiecare tip de element în condiţii de exploatare normală se determină pe cale statistică durata de funcţionare medie pînă la prima defectare. Se demonstrează în teoria probabilităţilor că parametrul de fiabilitate λ, denumit *intensitatea de avariere* reprezintă inversul duratei medii de funcţionare pînă la prima defectare.

Într-un mod similar se determină şi *timpul de reparare a elementului*, T_a, care se mai numeşte şi durata medie a întreruperii funcţionării.

Parametrul de fiabilitate μ, denumit *intensitatea de reparaţie*, reprezintă inversul duratei medii de reparaţii.

Probabilitatea stării de funcţionare (succes) a unui element se notează cu $P_{RS}(t)$, iar probabilitatea stării de defect (insucces) cu $P_{RI}(t)$. Pentru durata de funcţionare de ordinul sutelor de ore care apar în realitate în problemele de fiabilitate în funcţionare, dependenţa probabilităţilor de stare iniţială a elementelor studiate dispare, iar probabilităţile de succes sau defect devin :

$$P_{RS} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} ; \qquad P_{RI} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

O schemă electrică are mai multe stări posibile în funcţie de elementele aflate în stare de funcţionare şi de cele aflate în stare de defect. Stabilirea tuturor stărilor posibile ale schemei studiate rezultă dintr-o examinare a modului de funcţionare a schemei, eliminîndu-se stările care nu pot apărea în practică. Astfel, defectele triple se exclud total. Stările posibile ale schemei sînt : totul în funcţiune, stările în care un element este scos din funcţiune, stările cu două elemente ale schemei ieşite din funcţiune, însă numai acelea a căror defectare este posibilă ca urmare a configuraţiei şi a modului de funcţionare a schemei.

În cele ce urmează se prezintă modul de calcul al indicatorilor de fiabilitate utilizîndu-se *metoda grupurilor de defectare*, metodă utilizată în mod frecvent la analiza fiabilităţii schemelor de alimentare cu energie electrică. Metoda grupurilor de defectare este o metodă care se bazează pe analiza fiabilităţii schemelor electrice pe nivele funcţionale, pentru fiecare nivel stabilindu-se schema echivalentă de fiabilitate. Aceasta este o schemă cu elemente în serie formată din grupuri de defectare.

Grupul de defectare este un element sau un ansamblu de elemente la a căror defectare se întrerupe nivelul funcțional analizat.

Modul de calcul al indicatorilor utilizînd acest procedeu parcurge următoarele etape:

a) *Transformarea schemei electrice echivalente într-o schemă echivalentă* pentru calculul indicatorilor de fiabilitate înlocuind simbolurile tehnice cu simbolul —▭— pentru elemente în funcțiune și simbolul —▨— pentru elemente în rezervă. Pe această schemă se prezintă capacitatea funcțională a fiecărui element și se calculează parametrii de fiabilitate corespunzători. Aceștia sînt intensitatea de avariere λ și intensitatea de reparație μ. Valorile cele mai uzuale pentru λ și μ la joasă și medie tensiune sînt date în tabelul 5.1.1.

Tabelul 5.1.1

Intensități statistice medii de avariere și reparație

Nr. crt.	Denumirea echipamentelor și a materialelor	Timpul mediu de funcționare T_d	Intensitatea de avariere $\lambda = 1/T_d$		Timpul mediu de reparație T_d	Intensitatea de reparație $\mu = 1/T_d$	
		luni	simbol	Valoare [s^{-1}]	Ore	simbol	Valoare [s^{-1}]
1	Siguranță fuzibilă	12	λ_e	$3{,}212 \cdot 10^{-8}$	0,25	μ_e	$111\,111{,}1 \cdot 10^{-8}$
2	Contactor TCA	6	λ_c	$6{,}430 \cdot 10^{-8}$	1	μ_c	$27\,777{,}7 \cdot 10^{-8}$
3	Tronson de cablu	18	λ_1	$2{,}144 \cdot 10^{-8}$	8	μ_1	$3\,472{,}22 \cdot 10^{-8}$
4	Priză ($U_n = 380$ V)	2	λ_a	$19{,}288 \cdot 10^{-8}$	0,5	μ_a	$55\,555{,}5 \cdot 10^{-4}$
5	Bare	12	λ_B	$3{,}213 \cdot 10^{-8}$	10	μ_B	$2\,777{,}77 \cdot 10^{-8}$
6	Bloc de relee termice	4	λ_e	$9{,}644 \cdot 10^{-8}$	0,5	μ_e	$55\,555{,}5 \cdot 10^{-4}$
7	Bare în stația centrală	114	λ_{bc}	$0{,}3369 \cdot 10^{-8}$	8.3	μ_{bc}	$3\,333 \cdot 10^{-8}$
8	Bare în substații	60	λ_b	$0{,}6428 \cdot 10^{-8}$	8,3	μ_b	$3\,333 \cdot 10^{-8}$
9	Separator în general	33	λ_s	$1{,}17 \cdot 10^{-8}$	5	μ_s	$5\,280 \cdot 10^{-4}$
10	Siguranțe fuzibile	90	λ_f	$0{,}4286 \cdot 10^{-8}$	0,5	μ_f	$55\,555{,}5 \cdot 10^{-8}$
11	Întreruptor în general	14	λ_i	$2{,}7 \cdot 10^{-8}$	18	μ_i	$1\,510 \cdot 10^{-8}$
12	Întreruptor pe utilaj — Materii prime	2	λ_{in}	$19{,}298 \cdot 10^{-8}$	18	μ_{in}	$1\,510 \cdot 10^{-8}$
13	Întreruptor pe utilaj — cuptoare	3	λ_{in}	$12{,}86 \cdot 10^{-6}$	18	μ_{in}	$1\,510 \cdot 10^{-8}$
14	Întreruptor pe utilaj — Mori ciment — Mori făină	0,75	λ_{in}	$51{,}438 \cdot 10^{-8}$	18	μ_{in}	$1\,510 \cdot 10^{-8}$
15	Tronson linie de racord în tunel	38	λ_l	$1{,}00 \cdot 10^{-8}$	7	μ_{ltub}	$4\,000 \cdot 10^{-8}$
16	Tronson linie de racord în tuburi	38	λ_l	$1{,}00 \cdot 10^{-8}$	17	μ_{ltub}	$1\,633{,}972 \cdot 10^{-8}$
17	Tronson linie de racord canale sau pămînt	38	λ_l	$1{,}00 \cdot 10^{-8}$	114	μ_{lp}	$192{,}888 \cdot 10^{-8}$
18	Transformator de tensiune	120	λ_{tt}	$0{,}318 \cdot 10^{-8}$	6	μ_{tt}	$4\,629{,}62 \cdot 10^{-8}$
19	Transformator de rețea	120	λ_t	$0{,}318 \cdot 10^{-8}$	16	μ_t	$1\,736{,}111 \cdot 10^{-8}$
20	Tablou general de joasă tensiune	12	λ_{ta}	$3{,}215 \cdot 10^{-8}$	4	μ_{ta}	$6\,944{,}4 \cdot 10^{-8}$
21	IO-110 + MOP	—	λ	$0{,}2505 \cdot 10^{-6}$	—	μ	596,42
22	Separator tripolar 110 kV	—	λ	0,0122	—	μ	1 290,22
23	LES 110 kV	—	λ	0,028	—	μ	534,18
24	Transformator 110 kV	—	λ	0,1583	—	μ	90,15
25	Bare 110 kV	—	λ	0,0408	—	μ	552,24

Un element al schemei electrice echivalente pentru calculul indicatorilor de fiabilitate este de obicei un element echivalent, din punct de vedere al fiabilității, al unui grup de elemente din schema electrică de principiu. Parametri de fiabilitate echivalenți λ_E și μ_E ai unei grupe de elemente sînt dați în tabelul 5.1.2.

Tabelul 5.1.2

Parametrii statistici ai unor elemente serie sau paralel

Nr. crt.	Schema	Parametrii echivalenți	Observații
1	1 2 n; $\lambda_1\mu_1$, $\lambda_2\mu_2$, $\lambda_n\mu_n$ (elemente în serie)	$\lambda_E = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i$; $\mu_E = \dfrac{\sum_{i=1}^{n} \lambda_i}{\sum_{i=1}^{n} \dfrac{\lambda_i}{\mu_i}}$	
2, a	$\lambda_1\mu_1$, $\lambda_2\mu_2$ (două elemente în paralel)	$\lambda_E = \dfrac{\lambda_1\lambda_2(\mu_1 + \mu_2)}{\mu_1\lambda_2 + \mu_2\lambda_1 + \mu_1\mu_2}$; $\mu_E = \mu_1 + \mu_2$	Starea de succes: un element în funcțiune
2, b		$\lambda_E = \lambda_1 + \lambda_2$; $\mu_E = \dfrac{\mu_1\mu_2(\lambda_1 + \lambda_2)}{\lambda_1\mu_2 + \lambda_2\mu_1 + \lambda_1\lambda_2}$	Starea de succes: două elemente în funcțiune
3, a	$\lambda_1\mu_1$, $\lambda_2\mu_2$, $\lambda_3\mu_3$ (trei elemente în paralel)	$\lambda_E = \dfrac{3\lambda^3\mu}{(\lambda + \mu)^3 - \lambda^3}$; $\mu_E = 3\mu$	Starea de succes: un element în funcțiune
3, b		$\lambda_E = \dfrac{6\lambda^2}{\mu + 3\lambda}$; $\mu_E = \dfrac{6\mu^2}{3\mu + \lambda}$	Starea de succes: două elemente în funcțiune
3, c		$\lambda_E = 3\lambda$; $\mu_E = \dfrac{3\lambda}{\dfrac{3\lambda}{\mu} + \dfrac{3\lambda^2}{\mu^2} + \dfrac{\lambda^3}{\mu^3}}$	Starea de succes: trei elemente în funcțiune
3, d		$\lambda_E = \dfrac{\lambda^3(\lambda + 4\mu)}{(\mu + \lambda)^2 + \mu\lambda}$; $\mu_E = \dfrac{\mu(\lambda + 4\mu)}{\lambda + 2\mu}$	Elementul *1* sau elementele *2* și *3* în funcțiune

Pentru sistemul cu elemente în serie, starea de succes se realizează numai dacă toate elementele componente se află în stare de funcționare.

Un sistem cu elemente în paralel este sistemul la care starea de succes se realizează dacă cel puțin un element se află în stare de funcționare. Sistemele cu elemente în paralel sînt, în general, sistemele în care se solicită un singur element, restul fiind în rezervă.

În energetică rezervele diferă între ele în funcție de modul de defectare în perioada de așteptare, de durata necesară intrării în regim. Rezervele pot fi active (A), semiactive (SA) și pasive (P). Structurile prevăzute cu rezerve cel mai frecvent întîlnite în instalațiile energetice sînt: $2\times100\%$, $3\times50\%$, $1\times100\% + 2\times50\%$ sau mai general $n+1$, $n+k$ (n elemente în funcțiune și una sau k rezerve comune). Indicatorii echivalenți de fiabilitate pentru un sistem $2\times100\%$ sînt dați în tabelul 5.1.3.

Tabelul 5.1.3

Parametrii echivalenți de fiabilitate pentru un sistem $2\times100\%$

Tipul rezervei	Elemente identice
RA	$\lambda_E = \dfrac{2\lambda^2}{2\lambda+\mu}$; $\mu_E = 2\mu$
RSA	$\lambda_E = \dfrac{\lambda(\lambda+\lambda')}{\lambda+\lambda'+\mu}$; $\mu_E = 2\mu$
RP	$\lambda_E = \dfrac{\lambda^2}{\lambda+\mu}$; $\mu_E = 2\mu$

b) *Stabilirea nivelelor funcționale posibile ale schemei.* Aceasta se realizează studiindu-se schema echivalentă pentru calculul indicatorilor de fiabilitate, pe care sînt prezentate și capacitățile funcționale ale elementelor.

c) *Stabilirea schemelor echivalente de fiabilitate pe nivele funcționale,* prin determinarea grupurilor de defectare și calculul parametrilor de fiabilitate ai grupurilor.

Pentru un anumit nivel funcțional, schema echivalentă de fiabilitate apare ca o înseriere a grupurilor de defectare. Fiecare grup de defectare se consideră un element care prin defectare scoate schema din starea de succes pe timpul reparării grupului sau a efectuării de manevre. Se calculează parametrii de fiabilitate λ_G și μ_G a grupurilor de defectare.

În cazul grupului de defectare format dintr-un element, parametrii λ_G și μ_G sînt egali cu parametrii λ și μ ai elementului respectiv.

În cazul grupului de defectare format din două elemente, parametrii de fiabilitate echivalenți λ_G și μ_G se determină cu ajutorul tabelelor 5.1.1 și 5.1.2.

d) *Calculul indicatorilor de fiabilitate pe grupuri de defectare și pe nivel funcțional.* Indicatorii de fiabilitate ai unui grup de defectare oarecare sînt dați de relațiile (5.1.1 ÷ 5.1.3):

— durata medie totală de insucces datorită reparațiilor reprezintă timpul total de insucces (O, T_p) necesar reparațiilor

$$M_i[\beta'(T_p)] = P_{Ri}T_p = \frac{\lambda_i}{\lambda_i+\mu_i}\,T_p\,; \qquad (5.1.1)$$

— numărul mediu de stări de insucces urmate de reparații reprezintă numărul de schimbări de stare ca urmare a trecerii dispozitivului analizat din stare de succes în stare de insucces în intervalul (0, T_p), revenirea în stare de succes făcîndu-se prin repararea elementelor defecte

$$M_i[\nu'(T_p)] = P_{Ri}\mu_i T_p\ ; \qquad (5.1.2,\ a)$$

— numărul mediu de stări de insucces urmate de manevră reprezintă numărul de schimbări de stare ca urmare a trecerii dispozitivului analizat din starea de succes în starea de insucces în intervalul (0, T_p) revenirea în starea de succes făcîndu-se prin operații de manevră

$$M_i[\nu''(T_p)] = P_{Ri}\mu_i T_p\ ; \qquad (5.1.2,\ b)$$

— durata medie totală de insucces datorită manevrelor reprezintă timpul mediu total de insucces în intervalul (0, T_p), necesar pentru efectuarea unor manevre de ieşire din starea de insucces

$$M[\beta''(T_p)] = M[\nu''(T_p)]t_m. \qquad (5.1.3)$$

O avariere a unuia dintre grupurile de defectare poate să ducă schema fie într-o stare de refuz urmată de reparație, fie într-o stare de refuz urmată de manevră, dar nu ambele în acelaşi timp. Avîndu-se în vedere acestea, parametrul μ_i din relația (5.1.2, *a*) se referă la grupul de defectare care prin avariere duce schema la starea de refuz urmată de reparații, iar parametrul μ_i din relația (5.1.2, *b*) se referă la grupul de defectare care prin avariere duce schema la starea de refuz urmată de manevre.

Dacă un anumit nivel funcţional este constituit din mai multe grupuri de defectare (legate în serie), atunci relațiile (5.1.1)—(5.1.3) devin :

$$M[\beta'(T_p) = \sum_{i=1}^{NG} M_i[\beta'(T_p)]\ ; \qquad (5.1.4)$$

$$M[\nu'(T_p)] = \sum_{i=1}^{NG} M_i[\nu'(T_p)]\ ; \qquad (5.1.5,\ a)$$

$$M[\nu''(T_p)] = \sum_{i=1}^{NG} M_i[\nu''[T_p])\ ; \qquad (5.1.5,\ b)$$

$$M[\beta''(T_p)] = \sum_{i=1}^{NG} M_i[\beta''(T_p)], \qquad (5.1.6)$$

unde :

NG este numărul grupurilor de defectare dintr-un anumit nivel funcțional ;
T_p — perioada de timp în studiu care în calcul tehnico-economic se notează cu D' ;
λ, μ — parametrii de fiabilitate ai grupului de defectare respectiv ;
t_m — durata de manevră stabilită din condițiile specifice de exploatare.

Pentru o anumită soluție de alimentare indicatorii de fiabilitate sînt ;

— durata medie totală de insucces, care reprezintă timpul mediu total de insucces în intervalul (0, T_p) necesar pentru reparații și manevre

$$M[\beta(T_p)] = M[\beta'(T_p)] + M[\beta''(T_p)]\ ; \qquad (5.1.7)$$

— numărul mediu total de stări de insucces

$$M[\nu(T_p)] = M[\nu'(T_p)] + M[\nu''(T_p)]\,; \qquad (5.1.8)$$

— gradul de satisfacere a energiei cerute în intervalul $(0, T_p)$, care reprezintă raportul dintre energia probabil livrată şi energia cerută. Se notează cu G.

Membrul stîng al relaţiilor (5.1.7) şi (5.1.8) reprezintă indicatorii de fiabilitate ai unei soluţii de schemă analizate, iar membrul drept al aceloraşi relaţii se referă la indicatorii de fiabilitate rezultaţi din însumarea indicatorilor de fiabilitate ai nivelelor funcţionale respective pe care le posedă soluţia analizată.

Calculele de fiabilitate pentru schemele de alimentare cu energie electrică se fac cu luarea în consideraţie cel mult a defectelor duble. Pentru simplificarea calculelor se poate renunţa la luarea în consideraţie a defectelor duble în următoarele condiţii :

— dacă din analiza schemei de calcul rezultă că există un număr de stări de insucces cauzate de defecte simple, atunci defectele duble nu mai trebuie calculate, asimilîndu-se acestea prin majorarea cu 1 a numărului mediu de stări de insucces cauzate de defectele simple ;

— dacă din analiza schemei de calcul nu rezultă nici o stare de insucces cauzată de un defect simplu, atunci este necesară efectuarea calculului complet, cu luarea în consideraţie a defectelor duble.

4) **Calculul daunelor cauzate de producerea unor avarii în reţeaua de alimentare a întreprinderilor industriale.** Într-o întreprindere industrială există secţii la care daunele sînt proporţionale cu durata medie totală de insucces $M\,[\beta(T_p)]$ şi secţii în care daunele sînt proporţionale cu numărul mediu total de stări de insucces $M[\nu(T_p)]$.

În aceste condiţii una dintre relaţiile posibile de calcul a daunelor medii probabile (B) este :

$$B = d_1 \cdot M[\beta(T_p)] + d_2 \cdot M[\nu(T_p)], \qquad (5.1.9)$$

în care :

d_1 este dauna specifică [lei/h] ;

d_2 — dauna specifică [lei/întrerupere].

Conform normativului [2] valoarea de calcul a daunei anuale probabile la consumatori se determină cu relaţia :

$$B = S\,\frac{\gamma\beta\;VPN}{n}\,\theta + M_d, \qquad (5.1.10)$$

în care toţi factorii se referă la consumatorul alimentat. Semnificaţia şi valorile factorilor din relaţia (5.1.10) sînt următoarele :

$S = 1$, pentru lucru în trei schimburi ;

$S = 0{,}8$ pentru lucru în două schimburi ;

$S = 0{,}5$, pentru lucru într-un schimb ;

$n = 2\,400$ h/an.

Valorile coeficienţilor β, γ, θ sînt date pentru principalele subramuri ale industriei [2].

VPN este valoarea producţiei nete anuale ;
θ — durata întreruperilor în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor pe timp de un an [h], care este aceeaşi cu $M[\beta(T_p)]$ din [3] ;
M_d — valoarea pagubelor produse prin degradări de materiale şi materii prime în cazul întreruperii alimentării cu energie electrică a consumatorilor de gradele *1* şi *2* pe o durată de timp mai mare decît timpul critic.

5) **Calculul tehnico-economic al diferitelor soluţii în vederea determinării soluţiei optime.** Soluţiile care intră în comparaţie sînt caracterizate de anumiţi indicatori tehnici şi economici. Simpla comparare a acestor indicatori nu poate constitui un criteriu de selectare a soluţiei optime. În prezent, în ţara noastră indicatorul sintetic adoptat pentru ramura energiei electrice este indicatorul de eficienţă economică denumit *cheltuieli totale actualizate* sau CTA.

Valoarea cheltuielilor totale actualizate (CTA) a soluţiei j în anul m este :

$$CTA_{jm} = \sum_{t=0}^{D'} I_{jt}(1+r)^{m-t} + \sum_{t=p}^{D'} [C_{jt}(1+r)^{m-t} + B_{jt}(1+r)^{m-t} - V_{jt}(1+r)^{m-t}] - \sum_{t=k}^{D'} V_{rjt}(1+r)^{m-t} - W_{nj}(1+r)^{m-t}, \quad (5.1.11)$$

unde :
I_{jt} este volumul investiţiilor din anul t pentru soluţia j, conform eşalonării preconizate, la care se adaugă, dacă este cazul, investiţiile de echivalare ;
r — rata de actualizare (8 %) ;
t — anul curent ;
D' — perioada de studiu exprimată în ani ;
p — anul de punere în funcţionare a obiectivului ;
m — anul de raportare ;
k — anul dezafectării instalaţiei j ;
C_{jt} — cheltuielile de exploatare în anul t pentru soluţia j ;
B_{jt} — valoarea daunelor probabile în anul t pentru soluţia j ;
V_{jt} — venitul net realizat de către obiectivele intrate în funcţiune în anul t în soluţia j ; acest factor se ia în consideraţie cînd intervalul de timp pentru studiu este mare ;
V_{rjt} — valoarea reziduală a instalaţiilor dezafectate în anul t, în soluţia j ;
W_{nj} — valoarea remanentă a întregii instalaţii în anul n. Valoarea remanentă constituie acea valoare a fondurilor fixe capabile să dea în continuare o producţie la un cost eficient, sau să funcţioneze în condiţii de siguranţă. Aceasta are loc în intervalul de timp cuprins între perioada de studiu şi durata de viaţă a echipamentului respectiv.

Mai sînt necesare de asemenea următoarele precizări :

— În cadrul investiţiilor trebuie menţionate investiţiile efective şi investiţiile de echivalare. Deoarece nu toate soluţiile oferă aceleaşi condiţii de alimentare a consumatorului atît cantitativ, cît şi calitativ, se aplică principiul

echivalării conform căruia soluțiile care prezintă condiții mai defavorabile de alimentare a consumatorului se penalizează cu costurile necesare aducerii acestora la nivelul soluției cu parametrii tehnici cei mai avantajoși. Investițiile suplimentare respective sînt necesare pentru :

— echivalarea soluțiilor în ceea ce privește capacitatea de producție sau de transport ;

— echivalarea soluțiilor în ceea ce privește pierderile de putere.

Diferențele dintre soluții în ceea ce privește capacitatea de producție și pierderile de putere se consideră instalate în centrala electrică de echivalare, considerată ca etalon de comparație, fiind caracterizată, într-o perioadă dată, prin următorii indicatori specifici :

— costul puterii instalate γ, în lei/kW ;

— costul energiei electrice produse β, în lei/kWh.

Investițiile de echivalare pentru acoperirea pierderilor din anul t, se calculează cu relația (5.1.12)

$$I_{et} = k_r \gamma \Delta P_t, \qquad (5.1.12)$$

în care :

ΔP_t este sporul de pierderi de putere din anul t [kW] ;

k_r — coeficient care ține seamă de rezerva de putere necesară a fi menținută în sistem ($k_r = 1{,}2$).

În consecință, la aplicarea calculului tehnico-economic la studiul schemelor de alimentare, investițiile au următoarea structură

$$I_j = I_s + I_L + I_e \qquad (5.1.13)$$

în care :

I_s este investiția pentru stație [mii lei] ;

I_L — investiția pentru linie [mii lei] ;

I_e — investiția de echivalare [mii lei].

La rîndul său investiția I_e se compune din :

$$I_e = I_{is} + I_{ds}$$

în care :

I_{is} este investiția de echivalare independentă de sarcină [mii lei] ;

I_{ds} — investiția de echivalare dependentă de sarcină [mii lei],

iar :

$$I_{is} = \Delta P_{is}\gamma = \Big(\sum_k n_k P_{Fe\,k} + \Delta P_c l\Big)\gamma \qquad (5.1.14)$$

în care :

ΔP_{is} reprezintă pierderile de putere activă independente de sarcină [MW] ;

$\Delta P_{Fe\,k}$ — pierderile de putere activă în fierul transformatorului sau autotransformatorului k [MW] ;

ΔP_c — pierderile de putere activă în linii prin efect corona [MW/km] ;

k — indicele curent de însumare referitor la un transformator sau autotransformator ;

l — lungimea unui circuit al liniei [km] ;

n_k — numărul de transformatoare sau autotransformatoare de același tip în paralel.

$$I_{ds} = \Delta P_{ds}\gamma = \left[\sum_k \frac{\Delta P_k}{n_k}\left(\frac{S}{S_{nk}}\right)^2 + \frac{R}{N}\left(\frac{S'}{U}\right)^2\right]\gamma \qquad (5.1.15)$$

în care :

ΔP_k reprezintă pierderile de putere activă la sarcină nominală ale transformatorului sau autotransformatorului k [MW] ;
S — sarcina totală vehiculată prin transformator (autotransformator) în primul an [MVA] ;
S_{nk} — puterea nominală a transformatorului sau autotransformatorului [MVA] ;
R — rezistenţa pe fază a unui circuit [Ω] ;
N — numărul de circuite în paralel ;
S' — sarcina totală vehiculată pe linie inclusiv pierderile în transformator sau autotransformator, în primul an [MVA];
U — tensiunea medie [kV].

— În ceea ce priveşte cheltuielile anuale de exploatare, trebuie menţionat că acestea cuprind următoarele componente: cheltuieli pentru retribuţii, cheltuieli pentru întreţinere şi reparaţii curente şi cheltuieli corespunzătoare pierderilor de energie electrică în reţelele şi staţiile de alimentare. Cheltuielile pentru amortismente şi reparaţii capitale nu se iau în considerare în calculele tehnico-economice bazate pe criteriul cheltuielilor totale actualizate.

Cheltuielile pentru retribuţii şi întreţinere se exprimă de obicei în procente din valoarea investiţiilor. Conform prevederilor actuale [4] cotele procentuale pentru aceste cheltuieli sînt cuprinse între 2% şi 7% din valoarea investiţiilor.

Cheltuielile corespunzătoare pierderilor de energie se calculează în funcţie de pierderile de energie şi deci în funcţie de pierderile de putere.

Prin urmare, la aplicarea calculului tehnico-economic în alegerea schemelor de alimentare cheltuielile anuale au următoarea structură

$$C_j = C_{exp} + C_e \qquad (5.1.16\ a)$$

în care :

C_{exp} reprezintă cheltuielile anuale de exploatare [mii lei] ;
C_e — cheltuielile anuale corespunzătoare pierderilor de energie [mii lei],

iar :

$$C_{exp} = C_S + C_L = k_S I_S + k_L I_L \qquad (5.1.16\ b)$$

în care :

C_S reprezintă cheltuielile anuale de exploatare pentru staţii [mii lei] ;
C_L — cheltuielile anuale de exploatare pentru linii [mii lei] ;
k_S, k_L — coeficienţi ale căror valori depind de tensiune. Valorile aproximative ale coeficienţilor k_S, k_L sînt date în tabelul 5.1.4.

La rîndul său C_e are următoarea structură :

$$C_e = C_{\Delta W_{ts}} + C_{\Delta W_{ds}} = \Delta P_{ts} \cdot T_c \cdot \beta + \Delta P_{ds} \cdot \beta \cdot \tau \qquad (5.1.16\ c)$$

în care :

$C_{\Delta W_{is}}$ este costul pierderii de energie independentă de sarcină ;

$C_{\Delta W_{ds}}$ — costul pierderii de energie dependentă de sarcină ;

T_c — durata anuală de conectare la rețea a transformatorului sau liniei [h] ;

β — costul unitar al energiei pierdute [mii lei/MWh] ; valorile aproximative ale lui β pentru diferite tensiuni sînt date în tabelul 5.1.4 ;

Tabelul 5.1.4

Tensiunea [kV] / Valoarea coeficientului	110	220	400	750
k_S%	3,3	1,8	1,8	4,8
k_L%	1,75	0,7	0,7	0,8
β [mii lei/MWh]	0,78	0,71	0,71	0,71

τ — durata pierderilor echivalente.

Pentru a se ușura calculul valorii remanente din relația (5.1.11) se scrie simplificat W_n sub forma

$$W_n = k_1 k_2 I_0 \quad (5.1.17\ a)$$

în care factorii k_1, k_2 au expresiile

$$k_1 = (1 + \alpha)^{-D'} \quad (5.1.17\ b)$$

$$k_2 = 0{,}1(1 + \alpha)^{-D} + [1 - 0{,}1\,(1 + \alpha)^D \frac{[(1+\alpha)\,(1 + r)^D] - [(1 + \alpha)\,(1 + r)]^{D-T}}{(1 + \alpha)\,(1 + r)]^{D-1}}$$

în care :

I_0 este valoarea inițială a investiției ;

α — coeficientul mediu anual de depreciere valorică a materialelor și utilajelor ca urmare a progresului tehnic (1 %÷3 %) ;

D — durata de viață a echipamentului respectiv. Valorile lui D, D', k_1 și k_2 sînt indicate în tabelele 5.1.4 și 5.1.5.

Tabelul 5.1.5

Element	D [ani]	D' [ani]	k_1	k_2
Stații	30	20	0,8195	0,6772
LEA	60	20	0,8195	0,979
Centrală de echivalare	30	20	0,8195	0,6772

5.1.2. STRUCTURA ŞI CONFIGURAŢIA INSTALAŢIILOR DE DISTRIBUŢIE A ENERGIEI ELECTRICE DIN ÎNTREPRINDERILE INDUSTRIALE. ALEGEREA SOLUŢIILOR OPTIME

Din instalaţiile care servesc la distribuţia energiei electrice în întreprinderile industriale, funcţie de specificul întreprinderii, fac parte liniile electrice de joasă, medie şi uneori înaltă tensiune, precum şi staţiile şi posturile de transformare din interiorul întreprinderii, care preiau energia electrică de la barele secundare ale posturilor sau staţiilor de transformare de injecţie din sistem şi o vehiculează pînă la diferite grupe de receptoare.

La realizarea acestor instalaţii se caută să se folosească un număr de trepte de transformare cît mai mic, pentru a se ajunge de la tensiunea secundară a staţiei sau postului de transformare de injecţie a energiei de la sistem pînă la tensiunile nominale ale receptoarelor, în scopul reducerii investiţiilor şi pierderilor de energie electrică.

La stabilirea structurii şi configuraţiei instalaţiilor de distribuţie din întreprinderi se parcurg mai multe etape :

Informaţiile necesare :

— puterile maxime active şi reactive necesare diferitelor grupe de consumatori ;

— valorile surselor de putere reactivă ;

— tensiunile nominale ale receptoarelor ;

— repartizarea consumatorilor în hale, ateliere şi alte unităţi din întreprindere, respectiv centrele de greutate ale consumului ;

— comportarea consumatorilor în funcţionarea de durată ;

— gradul de siguranţă privind continuitatea în funcţionare ;

— existenţa CET, amplasamentul şi puterea disponibilă a acesteia.

Configuraţia reţelelor poate fi radială în una sau două trepte, iar liniile principale pot fi simple sau duble.

Schemele staţiilor şi posturilor de transformare vor fi cît mai simple, de tip racord adînc şi numai în cazuri justificate, cu bare pe partea primară.

Stabilirea soluţiilor. Funcţie de informaţiile de care se dipsune se stabilesc mai multe soluţii pentru instalaţiile de distribuţie şi se compară între ele din punct de vedere tehnico-economic. Se utilizează indicatorul de eficienţă economică *cheltuieli totale actualizate.* Pentru selectarea soluţiei optime se efectuează calcule similare celor prezentate anterior.

După ce numărul staţiilor de transformare (ST) sau a punctelor de alimentare (PA) şi a posturilor de transformare (PT), precum şi puterea nominală a transformatoarelor respective au fost alese pe baza criteriului cheltuielilor totale actualizate, se pune problema stabilirii amplasării optime a posturilor de transformare cunoscîndu-se repartizarea consumatorilor din cadrul întreprinderii şi a amplasării optime a ST cunoscîndu-se poziţia PT. Prin aceasta se determină configuraţia optimă a reţelei de medie şi joasă tensiune.

Determinarea amplasării staţiilor de conexiuni şi a posturilor de transformare din incinta întreprinderii industriale. Se utilizează în acest scop *procedura de exploatare prin separarea şi evaluarea progresivă* [19], care permite

analiza sistematică a deciziilor posibile. Această procedură consideră că posturile de transformare au fost amplasate optim atunci cînd funcţia obiectiv (5.1.18) este minimă:

$$\sum_{l=1}^{N_p}\sum_{k=1}^{N_c} P_c(k)_l\, d_{k,l} = \sum_{l=1}^{N_p}\sum_{k=1}^{N_c} P_c(k)_l \mid \bar{Z}_p(l) - \bar{Z}_c(k) \mid = \text{Min} \qquad (5.1.18)$$

unde:

$P_c(k)_l$ reprezintă puterea activă a punctului de consum k, conectat la postul l: $k = 1 \ldots N_c$; $l = 1 \ldots N_p$;

$d_{k,l}$ — distanţa de la punctul de consum k la postul de transformare l;

N_c — numărul maxim de puncte de consum;

N_p — numărul maxim de posturi de transformare;

$$\bar{Z}_c(k) = \bar{i}x_c(k) + \bar{j}\, y_c(k);$$

$$Z_p(k) = \bar{i}x_p(l) + \bar{j}\, y_p(l),$$

iar $\bar{i}$ şi $\bar{j}$ sînt versorii axelor de coordonate ale sistemului de referinţă ales.

Determinarea valorii minime a funcţiei obiectiv se realizează ţinîndu-se seamă de următoarele condiţii restrictive:

Necesarul de putere $P_c(k)$ al unui consumator să fie satisfăcut numai dintr-un singur post de transformare (reţeaua este radial arborescentă):

$$P_c(k) < P_l \qquad (5.1.19\text{ a})$$

— Suma puterilor consumatorilor k alimentaţi din postul de transformare l să fie mai mică sau cel mult egală cu puterea instalată a postului l

$$\sum_{k \in l} P_c(k) \leqslant P(l) \qquad (5.1.19\text{ b})$$

Mulţimea consumatorilor k care sînt alimentaţi de la un post de transformare se numeşte *sector*, iar postul de transformare se numeşte *centru*.

În consecinţă, trebuie să se determine amplasamentul PT şi consumatorii ce se vor conecta la fiecare PT, astfel încît funcţia obiectiv (5.1.18) să fie minimă.

Algoritmul de rezolvare constă în parcurgerea a doi paşi iterativi.

Pasul 1: fiind fixate centrele sectoarelor, se determină noi sectoare.

Pasul 2: pentru noile sectoare se determină noi centre.

Pasul 1 constă în următoarele:

a) Se stabilesc arbitrar primele amplasamente ale posturilor.

b) Se calculează distanţele d_{kl} ale tuturor consumatorilor k, la toate posturile l cu relaţia:

$$d_{k,l} = \mid \bar{Z}_p(l) - \bar{Z}_c(k) \mid = \sqrt{((x_p(l) - x_c(k))^2 + ((y_p(l) - y_c(k))^2} \qquad (5.1.20)$$

şi se aşază aceste distanţe în ordine crescătoare.

c) Se aleg în ordinea mărimii atîtea distanţe d_{kl}, cîţi consumatori N_c există.

d) Se verifică îndeplinirea condiţiei restrictive (5.1.19 a).

Dacă această condiție nu este îndeplinită, adică dacă în primele N_c distanțe $d_{k,l}$ apare un consumator k alimentat de la mai multe posturi PT, acest consumator se va alimenta de la postul cel mai apropiat, reținîndu-se prin urmare cea mai mică valoare d_{kl}. Celelalte distanțe d_{kl} se vor trece la sfîrșitul listei de distanțe, stabilită la punctul (b), urmărindu-se ca locul lor să fie luat în ordine de alte distanțe.

Procesul continuă pînă cînd în primele N_c distanțe d_{kl}, fiecare consumator k va apare o singură dată, ceea ce corespunde alimentării integrale a consumatorului de la postul cel mai apropiat.

e) Se verifică îndeplinirea condiției restrictive (5.1.19 b).

Pentru posturile de transformare l, la care s-a depășit capacitatea maximă de încărcare, se calculează diferența de momente M_k, după relația :

$$M_k = P_c(k) \cdot d_{kr} - P_c(k) \cdot d_{kl} \qquad (5.1.21)$$

în care :

l este mulțimea posturilor pentru care $\Sigma P_c(k) > P(l)$;

k — mulțimea consumatorilor alimentați de la un post pentru care

$$\Sigma P_c(k) > P(l) ;$$

r — mulțimea posturilor fără postul l, pentru care $\Sigma P_c(k) < P(l)$.

Se vor calcula toate M_k momente și se vor aranja în ordinea crescătoare. Se alege M_k cel mai mic și se mută la postul r respectiv. În prealabil, se verifică dacă după scoaterea consumatorului (k) se va îndeplini condiția restrictivă (5.1.19 b) pentru postul l de la care s-a scos acest consumator.

După mutarea lui k în l se verifică condiția (5.1.19 b) pentru postul (l) la care s-a racordat consumatorul (k). Procesul continuă pînă cînd ambele condiții sînt respectate.

O dată determinate sectoarele în cadrul pasului iterativ 1, urmează determinarea în cadrul fiecărui sector a noii poziții a postului de transformare care se realizează în cadrul pasului iterativ 2.

Poziția acestui centru este determinată de valoarea minimă a expresiei :

$$\Sigma P_c(k) d_{kl} = \Sigma P_c(k) \left| \bar{Z}_p(l) - \bar{Z}_c(k) \right| = \text{Min !} \qquad (5.1.22)$$

Noile coordonate ale vectorului $\bar{Z}_p(l)$ se determină cu relațiile

$$x_p(l) = \frac{\sum\limits_{k \in l} \frac{P_c(k)}{d_{kl}} x_c(k)}{\sum\limits_{k \in l} \frac{P_c(k)}{d_{kl}}}$$

$$y_p(l) = \frac{\sum\limits_{k \in l} \frac{P_c(k)}{d_{kl}} y_c(k)}{\sum\limits_{k \in l} \frac{P_c(k)}{d_{kl}}} \qquad (5.1.23)$$

Fiind stabilite noile poziții ale centrelor se recalculează funcția obiectiv (5.1.18) și dacă este cazul se reia calculul cu pasul iterativ 1. Distanțele d_{ki} care fac minimă funcția obiectiv corespund poziției optime a postului de transformare printre consumatorii pe care îi alimentează. O dată fixate coordonatele posturilor de transformare se trece printr-un procedcu similar la determinarea poziției optime a stațiilor de transformare de unde se alimentează posturile de transformare. După aceste determinări se poate trece la dimensionarea liniilor de medie și de joasă tensiune ale căror lungimi și configurații au fost determinate.

5.2. APLICAȚII

Aplicația 5.2.1. Se consideră o platformă industrială cu mari consumatori de energie electrică. În consecință, fiecare mare consumator de pe platformă se alimentează printr-o stație de racord adînc (SRA).

Platforma industrială se află plasată între două stații de sistem de 400 kV, la 120 km, respectiv la 93 km. Între cele două stații de sistem de 400 kV există o linie electrică aeriană de lungime 180 km.

Puterile maxime de calcul necesitate de marii consumatori de energie electrică, în anul 1 și în anul 10 sînt prezentate în tabelul 5.2.1.

Tabelul 5.2.1

Denumirea consumatorului din stațiile de racord adînc (SRA)	Puterea maximă absorbită [MW]		cos φ
	anul 1	anul 10	
SRA 1 — Oțelăria electrică	90	90	0,75
SRA 2 — F-ca de oxigen	48	57	0,98
SRA 3 — Laminor Slebing	48	52	0,92
SRA 4 — Furnale 1	72	72	0,81
SRA 5 — Furnale 2	—	80	0,98
SRA 6 — Uzina cocsochimică	21	48	0,74
SRA 7 — Laminor profile mijlocii	62	62	0,91
SRA 8 — Laminor Bluming	—	60	0,77
SRA 9 — Laminor profile grele	—	30	0,65
SRA 10 — Laminor benzi la cald	—	65	0,97
SRA 11 — Laminor benzi la rece	—	62	0,92
Total	341	678	

Se consideră un coeficient de simultaneitate $k_s = 0,9$ pentru sectorul siderurgic şi $k_s = 0,8$ pentru sectorul laminare.

Receptoarele electrice care produc şocuri de putere reactivă în funcţionare normală sînt cuptoarele electrice cu arc. La oţelăria electrică se instalează din anul 1 două cuptoare cu arc, alimentate prin cîte două transformatoare 40 MVA – 110/U_c ($U_c = 0,6$ kV). Reactanţa medie pe fază a instalaţiei cuptorului cu electrozi cu bare (regim de scurtcircuit trifazat) este de 3,2 mΩ). Cuptoarele electrice admit întreruperi în alimentarea cu energie electrică pe o durată de 30 minute, după care apar pagube prin nerealizarea producţiei de 53 000 lei pentru o întrerupere de 1 oră şi de 140 000 lei pentru o întrerupere de 2 ore.

Pagubele în producţie la laminoare apar după o întrerupere mai mare de 1 minut şi sînt de 500 000 lei pentru o întrerupere de 1 oră şi de 800 000 lei pentru o întrerupere de 2 ore.

Pagubele în producţie la uzina cocsochimică apar după 30 minute şi reprezintă 125 000 lei pe oră.

Pentru consumatorii „vitali", care produc deteriorări de utilaje la întreruperi mai mari de timpul admis de automatica reţelei sistemului energetic de 3 secunde, sînt prevăzute măsuri tehnologice şi grupuri Diesel de intervenţie rapidă.

În fig. 5.2.1 (scara 1 : 5 000) este prezentată amplasarea obiectivelor în incinta platformei industriale, cu traseele posibile de cabluri prezentate punctat.

Tensiunea de distribuţie pe platformă, de la staţiile principale la SRA, este de 110 kV.

Pentru anul 10 se prevede punerea în funcţiune a unei centrale cu două grupuri generatoare a 50 MW fiecare.

Să se proiecteze alimentarea cu energie electrică.

REZOLVARE :

Proiectarea alimentării cu energie electrică a platformei industriale considerate constă în rezolvarea următoarelor patru chestiuni importante : determinarea amplasării geografice a staţiilor de conexiuni (SC) (de injecţie din sistem) în incinta platformei industriale ; determinarea soluţiei optime referitoare la numărul şi puterea transformatoarelor din staţiile de racord adînc ; determinarea variantei optime de alimentare din sistem a staţiilor de conexiuni şi determinarea soluţiei optime de alimentare a staţiilor de racord adînc din staţiile de conexiuni.

Amplasarea geografică a staţiilor de conexiuni s-ar fi putut realiza prin „procedura de exploatare prin separare şi evaluare progresivă" (care s-a aplicat în cadrul problemei 5.2.3), dar care, în acest caz, ar fi necesitat un volum foarte mare de calcule. Această chestiune s-a rezolvat făcînd să coincidă poziţia geografică a staţiei de conexiuni cu poziţia centrului de sarcină.

Celelalte 3 chestiuni dau soluţia optimă, prin aplicarea cheltuielilor totale actualizate mai multor variante posibile. Soluţia optimă este cea pentru care cheltuielile totale actualizate sînt minime.

1) **Determinarea amplasării geografice a staţiilor de conexiuni (SC) adică a punctelor de injecţie din sistem**

Considerînd sistemul de coordonate din fig. 5.2.1, rezultă coordonatele staţiilor de racord adînc din tabelul 5.2.2.

Tabelul 5.2.2

Stația de racord adînc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	CET
X[km]	0,2	1,275	0,915	0,165	0,15	0,055	1,51	1,015	1,465	1,42	1,685	0,155
Y[km]	0,165	0,74	0,735	0,775	1,14	1,917	1,3	1,525	1,435	1,65	2,17	0,975

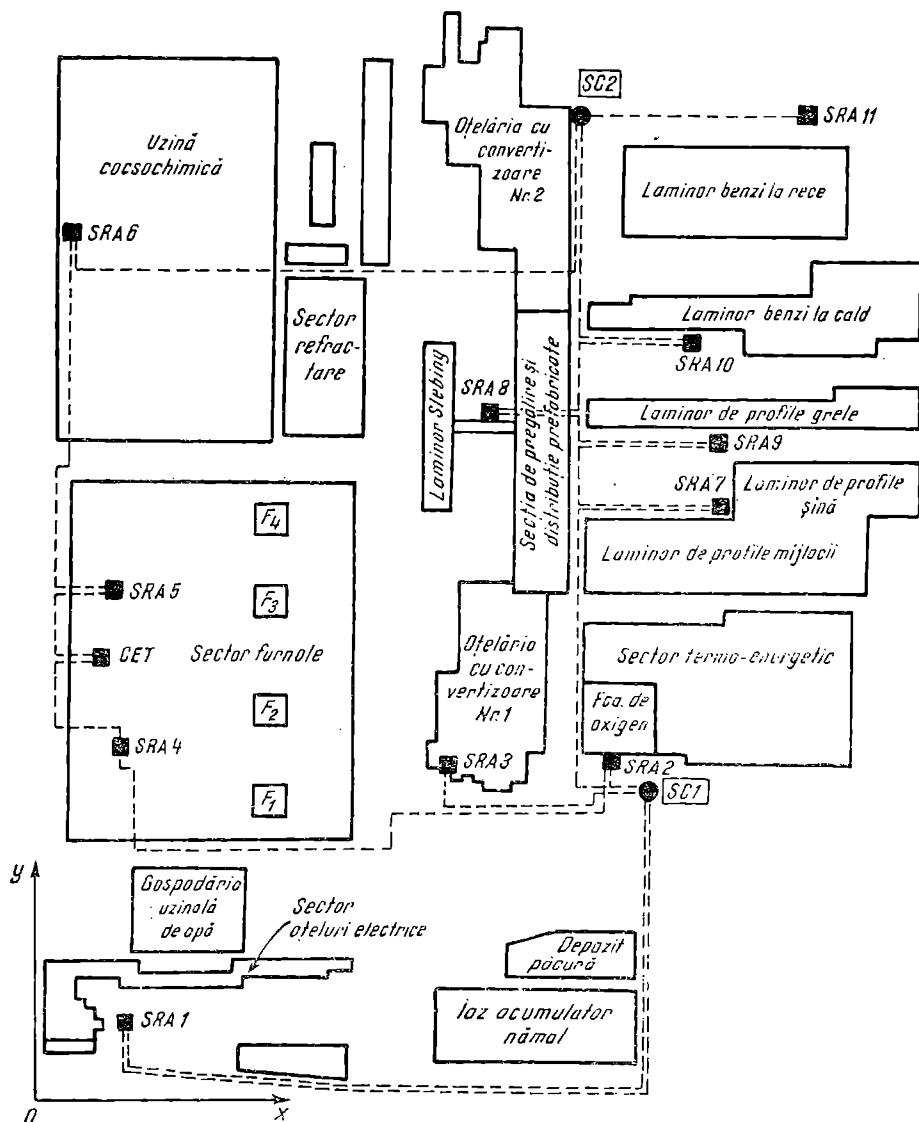


Fig. 5.2.1. Amplasarea obiectivelor în incinta întreprinderii industriale.

Consumurile pe platforma industrială, pentru cele două sectoare de lucru şi pe total, avînd în vedere factorul de putere şi coeficientul de simultaneitate, sînt prezentate în tabelul 5.2.3.

Tabelul 5.2.3

Denumirea consumatorului		Puterea maximă absorbită				S	
		anul 1		anul 10		[MVA]	
		P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	an 1	an 10
SRA 1 — Oţelăria electrică		90	79,4	90	79,4	120	120
SRA 2 — F-ca de oxigen		48	9,75	57	11,57	49	58,2
SRA 4 — Furnale 1		72	52,13	72	52,13	88,9	88,9
SRA 5 — Furnale 2		—	—	80	16,24	—	81,6
SRA 6 — Uzina cocsochimică		21	19,09	48	43,63	28,4	64,8
Total sector siderurgic	nesimultan	231	160,36	347	202,97	281,2	402
	simultan $k_s = 0,9$	207,9	144,32	312,3	182,68	253,1	361,8
SRA 3 — Laminor Slebing		48	20,45	52	22,15	52,2	56,5
SRA 7 — Laminor profile mijlocii		62	28,25	62	28,25	68,1	68,1
SRA 8 — Laminor Bluming		—	—	60	49,72	—	77,9
SRA 9 — Laminor profile grele		—	—	30	40,92	—	50,7
SRA 10 — Laminor benzi la cald		—	—	65	16,29	—	67
SRA 11 — Laminor benzi la rece		—	—	62	26,41	—	67,4
Total sector laminoare	nesimultan	110	48,7	331	183,74	120,3	378,6
	simultan $k_s = 0,8$	88	38,96	264,8	146,99	96,2	302,8
Total platformă industrială	nesimultan	341	209,06	678	387,2	400	780,5
	simultan	295,9	183,3	577,1	329,7	348,1	665

Coordonatele centrului de sarcină se determină în două ipoteze :
a) alimentarea consumatorilor se face dintr-un singur punct de injecţie ;
b) alimentarea consumatorilor se face prin două puncte de injecţie.
Calculul coordonatelor centrului de sarcină X_0 şi Y_0 se face cu relaţiile :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i X_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i}; \qquad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i Y_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i} \tag{5.2.1}$$

în care X_i, Y_i reprezintă coordonatele sarcinilor din staţiile de racord adînc.
Se obţine astfel :

a)

Anul 1 :

$$X_1 = \frac{90 \cdot 0,2 + 48 \cdot 1,275 + 48 \cdot 0,915 + 72 \cdot 0,165 + 21 \cdot 0,055 + 62 \cdot 1,51}{90 + 48 + 48 + 48 + 72 + 21 + 62} = 0,674 \text{ km}$$

$$Y_1 = \frac{90 \cdot 0,165 + 48 \cdot 0,74 + 48 \cdot 0,735 + 72 \cdot 0,775 + 21 \cdot 1,91 + 62 \cdot 1,3}{90 + 48 + 48 + 72 + 21 + 62} = 0,769 \text{ km}$$

Anul 10 :

$$X_{10} = \frac{90\cdot0,2 + 57\cdot1,275 + 52\cdot0,915 + 72\cdot0,165 + 80\cdot0,15 + 48\cdot0,055 + 62\cdot1,51+}{90 + 57 + 52 + 72 + 80 + 48 + 62 + 60 + 30 + 65 + 62 - 100}$$

$$\frac{+60\cdot1,015 + 20\cdot1,465 + 65\cdot1,42 + 62\cdot1,685 - 100\cdot0,155}{90 + 57 + 52 + 72 + 80 + 48 + 62 + 60 + 30 + 65 + 62 - 100} = 0,944 \text{ km}$$

$$Y_{10} = \frac{90\cdot0,165 + 57\cdot0,174 + 52\cdot0,735 + 72\cdot0,775 + 80\cdot1,14 + 48\cdot1,91 +}{90+57+52+72+80+48+62+60+30+65+62-100}$$

$$\frac{+62\cdot1,3 + 60\cdot1,525 + 30\cdot1,435 + 65\cdot1,67 + 62\cdot2,13 - 100\cdot0,975}{90 + 57 + 52 + 72 + 80 + 48 + 62 + 60 + 30 + 65 + 62 - 100} = 1,199 \text{ km}$$

S-a ținut seama de faptul că în anul 10 s-a instalat și CET.

Se alege punctul de injecție SC_1 care trebuie să îndeplinească următoarele condiții : să fie situat simetric față de cele două centre de sarcină din anul 1 și anul 10 ; să se afle la marginea zonei ocupate de clădiri permițînd accesul liniilor din sistem ; să se poată comasa cu una din stațiile de racord adînc (în cazul respectiv, SRA_2).

b) În varianta cu două stații de conexiuni consumatorii s-au împărțit astfel :

De la prima stație de conexiuni SC_1, se consideră alimentați consumatorii *SRA 1, 2, 3, 4, 5*, iar pentru a doua stație de conexiuni (SC_2) consumatorii *SRA 6, 7, 8, 9, 11, 10* și CET. SC_1 va fi situată pe mijlocul dreptei ce unește punctul de coordonate ($X_1 Y_1$) cu cel de coordonate (X_{10}, Y_{10}) (fig. 5.2.1). Aceste coordonate sînt :

$X_1 = 0,523$ km ; $Y_1 = 0,548$ km în anul 1 și $X_{10} = 0,461$ km ; $Y_{10} = 0,69$ km în anul 10.

Stația de conexiuni 2 (SC_2) pentru alimentarea consumatorilor din *SRA 6, 7, 8, 9, 10, 11* și CET va fi situată pe mijlocul dreptei ce unește punctele de coordonate :

$X_1 = 1,142$ km ; $Y_1 = 1,454$ km în anul 1 și $X_{10} = 1,69$ km ; $Y_{10} = 1,986$ km în anul 10.

2) **Determinarea soluției optime referitoare la numărul și puterea transformatoarelor din stațiile de racord adînc**

Considerînd tensiunea de distribuție de pe platformă de 110 kV, impusă datorită consumatorilor cu puteri absorbite mari (peste 50 MVA), în stațiile de racord adînc trebuie prevăzute transformatoare coborîtoare. Problema principală în alegerea schemelor stațiilor de racord adînc este alegerea numărului și puterii unitare a transformatoarelor în fiecare stație. Tensiunea medie după înfășurarea secundară se consideră 6 kV.

În stabilirea variantelor propuse se ține seama de criteriul (n — 1), considerînd că în cazul în care un transformator iese din funcțiune, cele (n — 1) rămase acoperă integral consumul sau suportă o supraîncărcare admisibilă de maxim 50%. Se urmărește pe cît posibil uniformizarea puterilor unitare a transformatoarelor fapt, care permite înlocuirea ușoară a transformatoarelor defecte și crearea unei rezerve centralizate raționale.

Pentru a evita eventualele complicații, se recomadă ca numărul de transformatoare să se limiteze la 2 unități. Dar, în cazul sectorului siderurgic, prin separarea consumatorilor cu șocuri numărul de transformatoare poate fi mărit. Variantele luate în considerație spre a fi analizate sînt prezentate în tabelul 5.2.4. Pentru *SRA 1* numărul și puterea transformatoarelor sînt impuse prin temă.

Tabelul 5.2.4

Consumator	Varianta	Variante analizate			
		An 1		An 10	
		S	S_n	S	S_n
		[MVA]	[MVA]	[MVA]	[MVA]
SRA 2	a	49	3×25	58,2	4×25
	b		3×25		3×40
	c		3×40		3×40
	d		2×63		2×63
SRA 3	a	52,2	3×25	56,5	4×25
	b		3×25		3×40
	c		3×40		3×40
	d		2×63		2×63
SRA 4	a	88,9	4×40	88,9	4×40
	b		3×63		3×63
SRA 5	a	0	—	81,6	3×40
	b		—		3×63
SRA 6	a	28,4	3×25	64,8	4×25
	b		2×40		2×63
	c		2×63		2×63
SRA 7	a	68,1	4×25	68,1	4×25
	b		3×40		3×40
SRA 8	a	0	—	77,9	3×40
	b		—		3×63
SRA 9	a	0	—	50,7	3×25
	b		—		3×40
	c		—		2×63
SRA 10	a	0	—	67	4×25
	b		—		3×40
SRA 11	a	0	—	67,4	4×25
	b		—		3×40

Pentru calculul pierderilor de energie electrică în transformatoarele din variantele analizate, s-a considerat pentru sectorul siderurgic, $T_{max} = 4\,000$ h/an, iar pentru sectorul laminoare, $T_{max} = 6\,000$ h/an.

În determinarea lui τ se consideră valoarea compensată a factorului de putere (compensarea se face la $\cos \varphi = 0{,}92$).

Se pot stabili valori pentru T_{max} şi τ pe întreaga platformă industrială [4], pentru anul 1 şi pentru anul 10. Aceste valori sînt :

$$T_{max} = 5\,353 \text{ h/an şi } \tau = 3\,650 \text{ h/an pentru anul } 1\,;$$

$$T_{max} = 5\,847 \text{ h/an şi } \tau = 4\,300 \text{ h/an pentru anul } 10.$$

Dintre variantele propuse în tabelul 5.2.4, varianta optimă rezultă prin aplicarea criteriului CTA. Se prezintă în cele ce urmează modul de aplicare a criteriului CTA pentru *SRA 2*.

Investiţiile directe pentru elementele componente ale SRA analizate sînt prezentate în tabelul 5.2.5.

Tabelul 5.2.5

Grupa de costuri	Tipul echipamentului	Valoarea mii lei
I	*Costuri dependente de numărul de circuite primare*	
	Celulă 6 kV	200
I	Celulă 110 kV (simplu circuit)	1 660
I	Celulă 110 kV (dublu circuit)	2 050
I	Celulă 400 kV	2 750
I	Cablu fir pilot	200/km
I	LEA 2×3×300 mm² OL — Al 110 kV	1 700/km
I	LEA 3×2×450 mm² OL — Al 400 kV	2 200/km
I	LES 400 mm² 110 kV	3 000/km
II	*Costul unităţilor de transformatoare* Transformator TTUS-NS 25 MVA 110/6 kV	1 700
II	Transformator TTUS-NS 40 MVA 110/6 kV	2 600
II	Transformator TTUS-NS 63 MVA 110/6 kV	5 000
II	Transformator TTUS-FS 250 MVA 400/110 kV	21 250

A) *Investiţiile totale I*

Investiţii în transformatore I_t :

an 1 : $I_{t_1} = 3 \cdot 1\,700 = 5\,100$ mii lei ;

an 10 : $I_{t_{10}} = 3 \cdot 2\,600 = 7\,800$ mii lei.

Investiții în celule de 110 kV, $I_{c_{110}}$:
an 1 : $I_{c_{110}} = 3 \cdot 1\,660 = 4\,980$ mii lei;
an 10 : $I_{c_{110}} = 0$.
Investiții în celule de 6 kV, I_{c_6}:
an 1 : $I_{c_6} = 3 \cdot 200 = 600$ mii lei;
an 10 : $I_{c_{10}} = 0$.
Total an 1 : $I_1 = I_t + I_{c_{110}} + I_{c_6} = 10\,680$ mii lei;
an 10 : $I_{10} = 7\,800$ mii lei.
Investițiile conexe și colaterale I_{cx} reprezintă 13% I:
an 1 : $I_{cx_1} = 0{,}13 \cdot 10\,680 = 1\,388$ mii lei;
an 10 : $I_{cx_{10}} = 0{,}13 \cdot 7\,800 = 1\,014$ mii lei.
Investițiile totale directe sînt:
an 1 : $I_{d_1} = I_1 + I_{cx_1} = 12\,068$ mii lei;
an 10 : $I_{d_{10}} = I_{10} + I_{cx_{10}} = 8\,814$ mii lei.
Investiții în stațiile de 6 kV, I_{s_6}:
an 1 : $I_{s_6} = 600$ mii lei;
an 10 : $I_{s_{10}} = 0$.
Investiții stații 110 kV, $I_{s_{110}}$ (celulă + transformator):
an 1 : $I_{s_{110}} = I_{d_1} - I_{s_6} = 11\,468$ mii lei;
an 10 : $I_{s_{110}} = 8\,814$ mii lei.
Total investiții stații:
an 1 : $I_s = 600 + 11\,468 = 12\,068$ mii lei;
an 10 : $I_s = 8\,814$ mii lei.
Investițiile în centrala de echivalare se calculează cu relația (5.1.15):
an 1 : $I_{ds} = \Delta P_{ds} \cdot \gamma = \frac{\Delta P_{se}}{n}\left(\frac{S}{S_n}\right) \cdot \gamma = \frac{143}{3} \cdot \left(\frac{49}{25}\right)^2 \cdot 7{,}1 = 1\,300$ mii lei;
$I_{is} = \Delta P_{st}\gamma = n\Delta P_0\gamma = 3 \cdot 21 \cdot 7{,}1 = 447$ mii lei
$I_e = I_{ds} + I_{ts} = 1\,747$ mii lei
an 10 : $I_e = (\Delta P_{ds} + \Delta P_{ts})\gamma = (63 - 56{,}1) \cdot 7{,}1 = 49^*$ mii lei
Rezultă următoarele investiții totale
an 1 : $I_1 = I_s + I_e = 14\,395$ mii lei;
an 10 : $I_{10} = I_s + I_6 = 8\,863$ mii lei.
B) *Cheltuieli anuale*
Cheltuielile de exploatare se calculează separat pentru un an din prima etapă și pentru un an din a doua etapă cu relațiile (5.1.16 *a*, *b*, *c*).

an 2—10 : Stații 110 kV : $C_{s_{110}} = K_{s_{110}} I_{s_{110}} = 3{,}3 \frac{1}{100} \cdot 11\,468 =$
$= 378$ mii lei/an;

Stații 6 kV : $C_{s_6} = K_{s_6} \cdot I_{s_6} = 6{,}6 \frac{1}{100} \cdot 600 = 40$ mii lei/an;

an 11—22 : Stații 110 kV : $C_{s_{110}} = 291$ mii lei/an;
Stații 6 kV : $C_{s_6} = 40$ mii lei/an.

Costul pierderilor de energie anuale se efectuează separat pentru cele două etape

an 2—10 : $C_e = (\Delta P_{is} T + \Delta P_{ds}\tau)\beta = (63 \cdot 8\,760 + 183{,}1 \cdot 2\,100) 0{,}78 \cdot 10^{-3}$
$= 730$ mii lei/an;

an 11—22 : $C_e = 1\,069$ mii lei/an.

* S-au rotunjit valorile la numere întregi.

Rezultă următoarele cheltuieli totale anuale:
an 2—10: $C_t = C_{s_{110}} + C_{s_6} + C_e = 1\ 148$ mii lei/an;
an 11—22: $C_t = 1\ 400$ mii lei/an.

C) *Valoarea reziduală* a transformatoarelor înlocuite în anul 10 este:

$$V = \frac{K_{s110}(D-D')}{100} \cdot I_{t_1} = \frac{3,3(30-9)}{100} \cdot 5\ 100 = 3\ 534 \text{ mii lei}$$

D) *Valoarea remanentă* se calculează folosind relația (5.1.17 a):
an 1: $W_s = k_1 k_2 I_s = 0,8195 \cdot 0,6772(12\ 068 - 5\ 100) = 3\ 097$ mii lei

$W_e = k_1 k_2 I_e = 970$ mii lei

Total $W_1 = W_s + W_e = 4\ 067$ mii lei;
an 10: $W_s = 6\ 426$ mii lei

$W_e = 36$ mii lei

Total $W_{10} = 6\ 462$ mii lei;
Total valoare cumulată:

$W = W_1 + W_{10} = 10\ 529$ mii lei.

E) *Actualizarea* se face pentru anul punerii în funcțiune, după cum urmează:
Investițiile actualizate:

$I_{act} = I_1 + I_{10}(1 + 0,08)^{-9} = 13\ 816 + 4\ 431 = 18\ 247$ mii lei.

Cheltuieli anuale actualizate:

$$C_{act} = \sum_{i=2}^{10} (1 + 0,08)^{-t+1} C_{t_{2-10}} + \sum_{i=11}^{22} (1 + 0,08)^{-t+1} C_{t_{11-22}} = 12\ 447 \text{ mii lei.}$$

Valoarea reziduală a transformatoarelor actualizată

$V_{act} = V(1 + 0,08)^{-9} = 3\ 534 \cdot 0,5 = 1\ 767$ mii lei.

Valoarea remanentă actualizată:

$W_{act} = W(1 + 0,08)^{-20} = 10\ 529 \cdot 0,214 = 2\ 269$ mii lei.

$CTA = I_{act} + C_{act} - W_{act} - V_{r\ act} = 26\ 658$ mii lei.

În urma calculelor efectuate au rezultat ca optime variantele prezentate în tabelul 5.2.6.

Tabelul 5.2.6

Numărul SRA		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	CET
Număr de transformatoare × puterea nominală a transformatorului	an 1	3×25	3×40	4×40	—	3×25	3×40	—	—	—	—	—
	an 10	4×25	3×40	4×40	3×40	4×25	3×40	3×40	3×25	3×40	3×40	2×63

3) Determinarea variantei optime de alimentare din sistem a stațiilor de conexiuni

Avînd în vedere soluția optimă referitoare la componența stațiilor de racord adînc (tabelul 5.2.6), pierderile de putere activă care rezultă prin aceste stații, grupate pe cele două sectoare şi pe total, sînt prezentate în tabelul 5.2.7.

Tabelul 5.2.7

Pierderi de putere ΔP [MW]	Sectorul siderurgic $K_s = 0,9$		Sectorul laminate $K_s = 0,8$		Total	
	an 1	an 10	an 1	an 10	an 1	an 10
Nesimultan	1,317	1,857	0,560	1,749	1,87	3,61
Simultan	1,185	1,671	0,422	1,399	1,61	3,07

Pentru calculul puterii electrice care trebuie să vină din sistem se ține seama de faptul că în anul 10 se va pune în funcțiune pe platformă o centrală electrică (CET) cu două grupuri generatoare de 50 MW fiecare, cu $\cos\varphi = 0,85$.

Puterea reactivă necesară se evaluează avînd în vedere că factorul de putere pe platformă se compensează pînă la valoarea $\cos\varphi = 0,92$.

Valorile puterilor necesare a sosi din sistem pînă la barele de 110 kV ale stațiilor de racord adînc sînt prezentate în tabelul 5.2.8. Stația de sistem de 400 kV necesară pentru alimentarea platformei industriale se construieşte la o distanță de 5 km de aceasta.

Tabelul 5.2.8

An	Total nesimultan		Total simultan		Puterea produsă CET		Deficit putere		Numărul şi puterea nominală (MVA) a transformatoarelor de alimentare din sistem de tensiune 400/110 kV
	$P + jQ$ [MW +j Mvar]	S [MVA]	$P + jQ$ [MW +j Mvar]	S [MVA]	$P + jQ$ [MW + + j Mvar]	S [MVA]	$P + jQ$ [MW + jMvar]	S [MVA]	
1	342,84+j 135	368	297,61+j 116	319	0+j0	0	−297,61−j116	319	3×250
10	681,61+j 247	725	580,07+j 209	617	100+j62	118	−480,07−j147	502	3×250

Există două variante posibile de alimentare din sistem, în funcție de locul de amplasare a transformatoarelor de 400/110 kV : fie în stația sistemului, fie într-o stație de primire construită pe platforma industrială (fig. 5.2.2, *a* şi *b*).

În varianta 1, alimentarea se face prin trei LEA de 110 kV, dublu circuit, de 5 km lungime, iar în varianta 2, alimentarea se face prin trei LEA de 400 kV, simplu circuit, de 5 km lungime, echipate cu fir pilot, deoarece nu conțin întreruptoare între liniile de 400 kV şi înfăşurarea de înaltă tensiune a transformatoarelor.

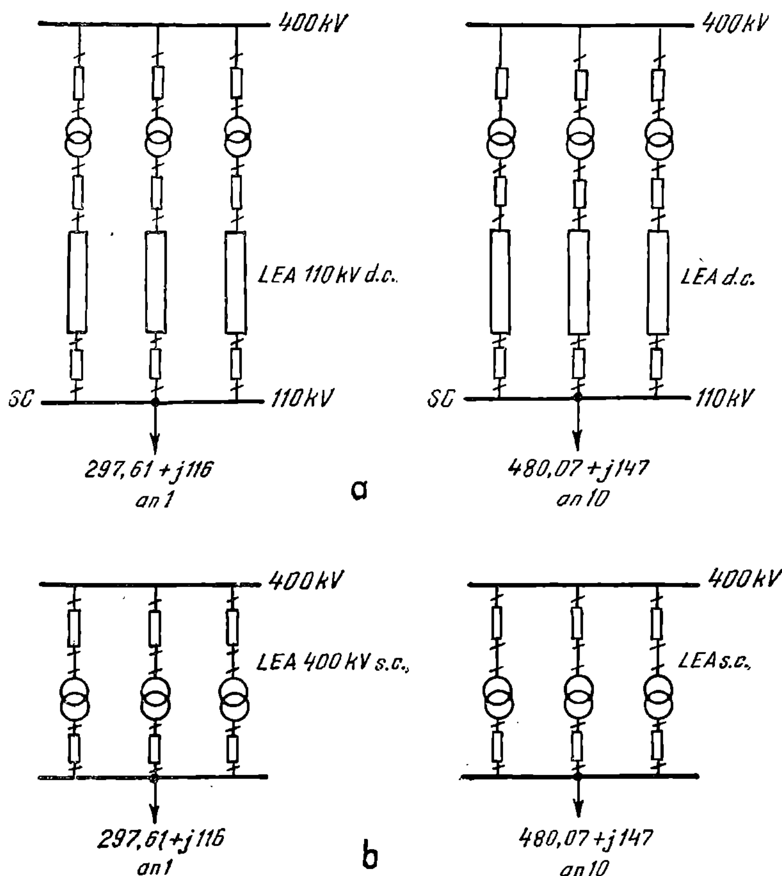


Fig. 5.2.2. Variante de alimentare din sistem a stațiilor conexiuni (SC).

Avantajul primei variante constă în faptul că transformatoarele de 400/110 kV sînt incluse într-o zonă nepoluată, iar avantajul variantei a doua constă în faptul că prezintă pierderi reduse în liniile de 400 kV.

Se prezintă în cele ce urmează modul de calcul pentru varianta 1.

A) *Investițiile totale I*

Investițiile în linii I_L rezultă avînd în vedere faptul că există trei linii dublu circuit cu conductoare de tipul $2 \times 3 \times 300$ mm^2 cu o lungime de 5 km. Costul unitar al unui circuit fiind 1 700 mii lei/km rezultă :

$$I_L = 25\,500 \text{ mii lei.}$$

Investițiile în stația de 110 kV, $I_{s_{110}}$ se evaluează avînd în vedere faptul că există 6 celule de 110 kV, de cost unitar 2 050 mii lei. Rezultă $I_{s_{110}} = 12\,300$ mii lei.

Dacă se ține seamă că cheltuielile colaterale și conexe reprezintă 13% $I_{s_{110}}$, rezultă $I_{s_{110}} = 13\,899$ mii lei.

Investițiile în stația de 400 kV, $I_{s_{400}}$ se evaluează avînd în vedere că există 3 celule de 400 kV, de cost unitar 9 750 mii lei. Rezultă $I_{c_{400}} = 29\ 250$ mii lei. Un transformator de 250 MVA 400/100 kV necesită o investiție de 21 250 mii lei. Există 3 transformatoare, care necesită o investiție de 63 750 mii lei. Rezultă $I_{s_{400}} = 93\ 000$ mii lei. Dacă se ține seama că investițiile conexe și colaterale reprezintă 13%, rezultă $I_{s_{400}} = 105\ 090$ mii lei. Investiția de echivalare I_e se evaluează pe baza pierderilor de putere activă, avînd în vedere că consumatorul necesită în anul 1 și anul 10 puterile reprezentate în fig. 5.2.2.

Costul puterii instalate în centrala de echivalare este de 7 100 mii lei/MW. Pierderile de putere calculate pe schemele echivalente corespunzătoare sînt în anul 1, $\Delta P = 1{,}73$ MW, iar în anul 10, $\Delta P = 3{,}43$ MW. Rezultă investițiile echivalente $I_{e_1} = 12\ 282$ mii lei și $I_{e_{10}} = 24\ 353$ mii lei.

Investițiile totale sînt: $I_1 = I_L + I_{s_{110}} + I_{s_{400}} + I_{e_1} = 156\ 772$ mii lei, $I_{10} = I_{e_{10}} = 24\ 353$ mii lei.

B) *Cheltuielile anuale*

Cheltuielile anuale de exploatare C_{expl} sînt:

$$C_{expl} = C_s + C_L = K_{s_{110}} I_{s_{110}} + K_{s_{400}} I_{s_{400}} + K_L I_L = \frac{3{,}3}{100} 13\ 899 + \\ + \frac{1{,}8}{100} 105\ 090 + \frac{1{,}75}{100} 25\ 500 = 2\ 797 \text{ mii lei/an.}$$

Cheltuielile anuale cu energia pierdută C_e se evaluează astfel:

$$C_e = C_{\Delta W_{is}} + C_{\Delta W_{ds}}$$

$$C_{\Delta W_{is}} = \Delta P_{is} T_e \beta = 0{,}57 \cdot 8\ 760 \cdot 0{,}78 = 3\ 895 \text{ mii lei/an.}$$

Aceste cheltuieli datorită energiei pierdute independente de sarcină sînt aceleași în anul 1 și în anul 10

$C_{\Delta W_{ds}} = \Delta P_{ds} \tau \beta$ și au valorile

an 1; $C_{\Delta W_{ds}} = 1{,}16 \cdot 3\ 650 \cdot 0{,}78 = 3\ 303$ mii lei/an;

an 10: $C_{\Delta W_{ds}} = 2{,}86 \cdot 4\ 300 \cdot 0{,}78 = 9{,}592$ mii lei/an.

C) *Valoarea remanentă W*

Coeficienții k_1 și k_2 se evaluează cu ajutorul relației (5.1.17, *b*) avînd în vedere că durata de viață a LEA este $D = 60$ ani, iar durata de viață a stațiilor este $D = 30$ ani.

Pentru LEA rezultă:

an 1: $k_1 = 0{,}8195$, $k_2 = 0{,}979$;

an 10: $k_1 = 0{,}8195$, $k_2 = 0{,}9928$.

Pentru stații rezultă:

an 1: $k_1 = 0{,}8195$, $k_2 = 0{,}6772$;

an 10: $k_1 = 0{,}8195$, $k_2 = 0{,}8897$.

$W_s = 0{,}8195 \cdot 0{,}6772(13\ 899 + 105\ 090) = 66\ 035$ mii lei,

$W_L = 0{,}8195 \cdot 0{,}979 \cdot 25\ 500 = 20\ 458$ mii lei.

$W_e = k_1 k_2 I_e$

an 1 : $W_e = 0{,}8195 \cdot 0{,}6772 \cdot 12\,283 = 6\,817$ mii lei ;

an 10 : $W_e = 0{,}8195 \cdot 0{,}8897 \cdot 24\,353 = 17\,756$ mii lei.

Valoarea remanentă totală :

an 1 : $W_1 = W_s + W_1 + W_e = 93\,310$ mii lei ;

an 10 : $W_{10} = W_e = 17\,756$ mii lei.

Valoarea remanentă cumulată este :

$W_r = W_{r1} + W_{r10} = 111\,066$ mii lei.

D) *Actualizarea*

Se actualizează toate aceste mărimi prin raportare la anul de dare în funcţiune :

$I_{act} = I_1 + I_{10}(1 + 0{,}08)^{-9} = 156\,772 + 24\,353 \cdot 0{,}5 = 168\,949$ mii lei

$$C_{act} = \sum_{i=2}^{10} (1 + 0{,}08)^{-i+1} C_{2-10} + \sum_{i=11}^{22} (1 + 0{,}08)^{-i+1} C_{11-22} = 6{,}246(2\,797 + 3\,895 + 3\,303) + 3\,769(2\,797 + 3\,895 + 9\,592) = 123\,803 \text{ mii lei.}$$

$W_{act} = W(1 + 0{,}08)^{-20} = 111\,066 \cdot 0{,}214 = 23\,768$ mii lei ;

$CTA = I_{act} + C_{act} - W_{act} = 268\,984$ mii lei.

Procedînd în mod analog, pentru varianta 2 se obţine

$CTA = 227\,662$ mii lei.

În concluzie, rezultă optimă varianta 2 (fig. 5.2.2).

4) **Alegerea schemei optime pentru reţeaua interioară a combinatului industrial**

Schemele de distribuţie a energiei electrice în marile combinate industriale sînt în general de următoarele tipuri: scheme radiale, scheme magistrale şi scheme mixte, rezultate din combinaţia primelor două tipuri.

Schemele radiale se utilizează cu precădere în cazurile în care sarcinile concentrate sînt dispuse în direcţii diferite faţă de staţia de primire. Căile de alimentare diverg spre sarcini, fără derivaţii pe parcurs. Principalul dezavantaj al schemelor radiale îl constituie numărul ridicat al celulelor din staţiile de distribuţie şi al liniilor în cablu, precum şi gradul redus de utilizare a instalaţiilor (maxim 50%).

Schemele magistrale sînt foarte potrivite pentru distribuirea unor sarcini lineice mari spre puncte situate în aceeaşi direcţie. În schemele magistrale dispar dezavantajele menţionate anterior ale schemelor radiale. Ca dezavantaj al schemelor magistrale se menţionează necesitatea unei protecţii prin relee mai complicate decît în schemele radiale.

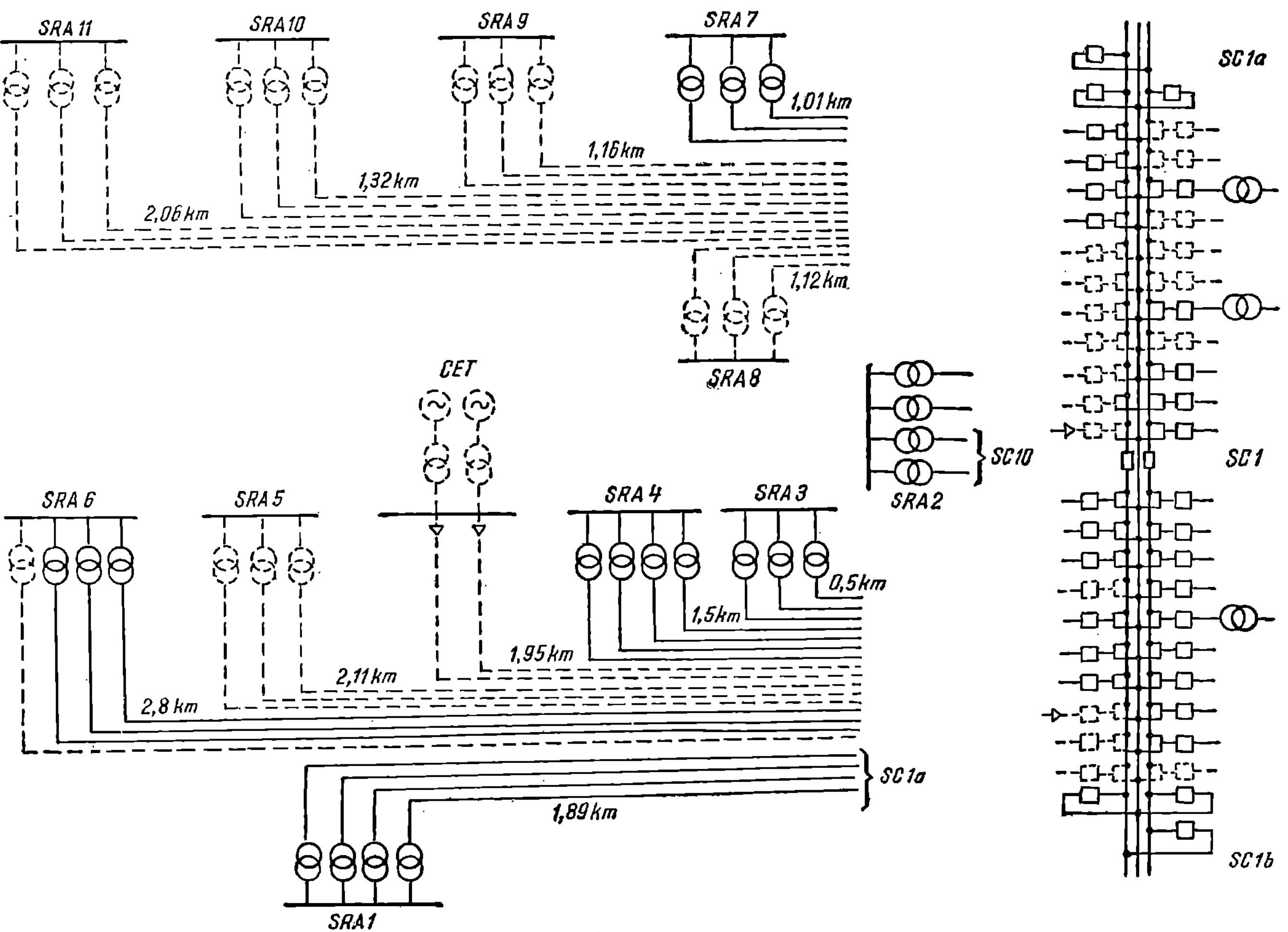


Fig. 5.2.3. Varianta R 1 1.

În cadrul platformei industriale studiate s-au analizat două grupe de variante: variante radiale notate cu R și variante magistrale notate cu M, în cadrul fiecărui tip de variantă putînd exista una sau două stații de primire, fapt ce se marchează prin apariția cifrelor 1 și 2. Astfel, de exemplu, variantele radiale cu o stație de primire vor fi notate cu R 1, cele magistrale cu două stații de primire vor fi notate cu M 2 ș.a.m.d.

Variantele radiale. Datorită condițiilor de pe platformă și modului de amplasare a stațiilor de racord adînc de 110 kV/6,3 kV, liniile de distribuție de 110 kV pot fi executate doar în cablu, pe traseele posibile indicate punctat în fig. 5.2.1. S-au analizat în total 6 variante radiale.

— În varianta R.1.1 (fig. 5.2.3), din stația de conexiuni *SC*1 (fig. 5.2.1), amplasată așa cum a rezultat dintr-un calcul anterior, sînt alimentate radial în cablu toate stațiile de racord adînc. Pentru fiecare transformator din stațiile de racord adînc a fost instalat un fider de 110 kV.

Din motive de stabilitate termică s-au ales LES cu conductoare de Cu, $s = 400$ mm² cu următoarele caracteristici : $r_0 = 0{,}05$ Ω/km ; $x_0 = 0{,}17$ Ω/km ; $y_0 = 122 \cdot 10^{-6}$ s/km ; $I_{max\ adm} = 640$ A. Costul unitar este de 3 000 mii lei/km.
Fiderii sînt dispuși în tunele, urmînd traseele posibile conform figurii 5.2.1. În stațiile de racord adînc se intră direct în transformatoarele de 110/6,3 kV. Nu se prevăd celule pe partea de înaltă tensiune a transformatoarelor, fiderii fiind prevăzuți cu cablu fir pilot.

Stația de conexiuni *SC*1 este de tip interior, împărțită în două semistații $SC1_a$ și $SC1_b$ prin două cuple longitudinale. Stația conține bare colectoare duble plus o bară de ocolire. Cele două semistații sînt alimentate de unul, respectiv două, transformatoare de 400/110 kV din stația de sistem.

Repartiția consumatorilor pe cele două semistații s-a făcut astfel încît semistațiile să fie încărcate aproximativ egal, considerînd fiecare semistație alimentată printr-un transformator de 250 MVA și un transformator identic de rezervă.

Este necesar un număr de 26,77 km în anul 1, la care se adaugă 30,07 km în anul 10. Stația de conexiuni are 28 celule în anul 1 și 47 celule în anul 10. Varianta R 1.1 prezintă avantajul unei soluții simple care se etapizează bine, dar prezintă dezavantajul unei cantități mari de cablu și a unei concentrări excesive în stația de conexiuni.

— Varianta R 1 2a (fig. 5.2.4, *a*) prezintă o raționalizare a variantei precedente. În scopul reducerii cantității de cablu de 110 kV s-au creat în sectoare mai îndepărtate de *SC*1, două stații de conexiuni locale BC_1 și BC_2, care alimentează consumatorii $SRA_5 + SRA_6$, respectiv $SRA_7 + SRA_8$.

Stațiile de conexiuni BC_1 și BC_2 se racordează la *SC*1 prin cîte doi fideri. În anul 10, necesarul de cablu se reduce la 42,92 km, iar numărul de celule din *SC*1, la 38. Pe total însă, în anul 10, numărul de celule crește la 57. Scade de asemenea numărul de km de cablu fir pilot. Pentru simplificarea schemei se specifică numărul de transformatoare din SRA, fără a desena complet schema acestora.

— Varianta R 1 2 b (fig. 5.2.4, *b*) realizează o grupare și mai accentuată a consumatorilor, creîndu-se patru stații locale de conexiuni : BC_1, BC_2, BC_3 și BC_4. Fiderii care alimentează BC_4 trebuie să aibă cîte două linii în paralel pentru a suporta încărcarea.

Fig. 5.2.4. *a* — Varianta R 1 2 a ; *b* — Varianta R 12 b.

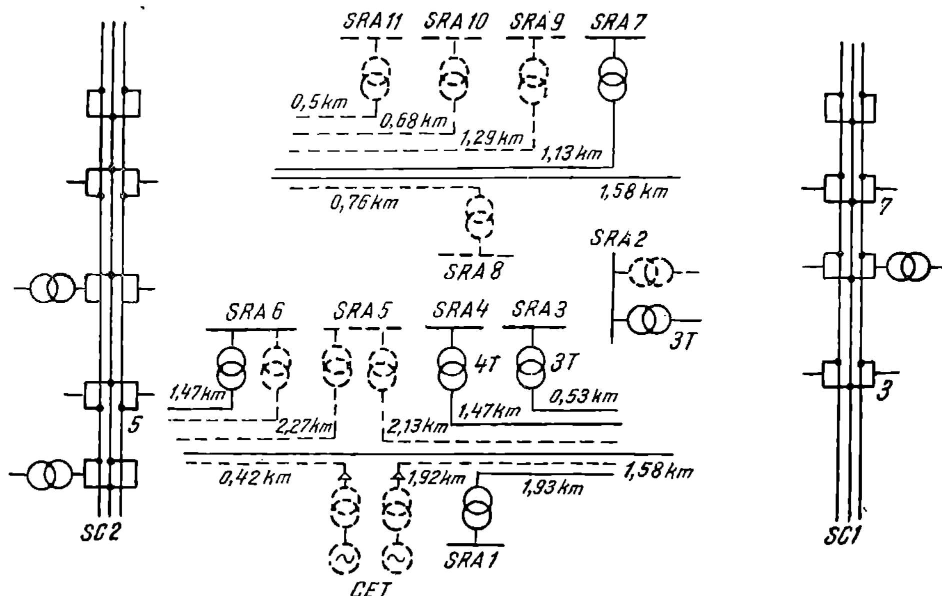


Fig. 5.2.5. Varianta R 2 1.

Necesarul de cablu se reduce la 37,76 km, iar stația de conexiuni *SC*1 se reduce la 26 celule. Scade numărul de km de cablu prin pilot. Crește însă numărul total al celulelor de 110 kV.

— Varianta R 2 1 (fig. 5.2.5) se bazează pe existența a două stații de primire *SC*1 și *SC*2, amplasate ca în figura 5.2.1. Între cele două stații se realizează o interconexiune prin doi fideri. CET debitează pe cele două stații de conexiuni. Fiecare SRA este alimentat de la cea mai apropiată stație de conexiuni. Față de varianta analoagă R 1 1, această variantă reușește ca printr-o mai bună distribuire a consumului să reducă necesarul de cablu la 48,18 km.

— Varianta R 2 2 a (fig. 5.2.6, *a*). Față de varianta precedentă, în această variantă se crează două stații de conexiuni locale BC_1 și BC_2.

Stația BC_1 alimentează SRA_8, un transformator din SRA_5 și pe ea debitează un grup din *CET*. Stația BC_2 alimentează SRA_7 și SRA_9.

Necesarul de cablu este 38,32 km în anul 10, iar numărul de celule este 23 în *SC*1 și 18 în *SC*2.

— Varianta *R* 2 2 b (fig. 5.2.6, *b*) realizează o grupare și mai puternică a consumatorilor față de varianta precedentă, creîndu-se patru stații de conexiuni locale.

Stația BC_1 cuprinde SRA_4, SRA_3, 2/3 SRA_5 și 1/2 *CET*. Stația BC_2 cuprinde 1/3 SRA_5, SRA_6 și 1/2 *CET*. Stația BC_3 cuprinde SRA_7 și SRA_9, iar stația BC_4 cuprinde SRA_8 și SRA_{10}.

Numărul de km de cablu de 110 kV se reduce la 33,34, dar numărul de celule crește la 110 kV. Se simplifică schemele stațiilor de conexiuni *SC1* și *SC2* la 15 celule, respectiv la 14 celule.

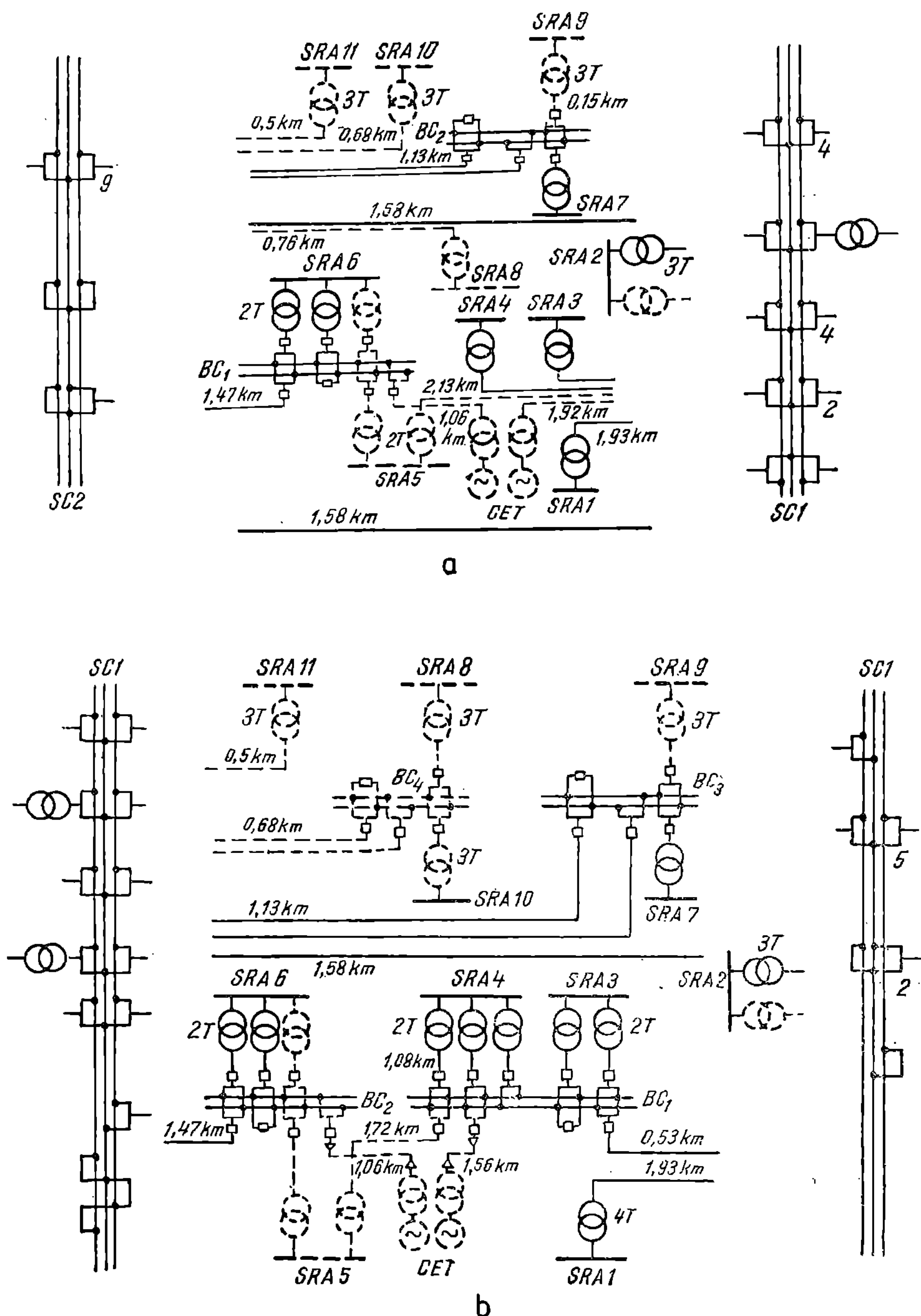


Fig. 5.2.6. *a* — Varianta R 2 2 a ; *b* — Varianta R 2 2 b.

Variantele magistrale. Au fost realizate două variante magistrale în inele dublu circuit de 110 kV, pe care se amplasează stațiile de racord adînc. Inelul magistral dublu a fost dimensionat la o sarcină de 502 MVA. Magistrala se realizează cu linie electrică aeriană, pe un traseu stabilit în funcție de configurația platformei. Cele două variante magistrale se diferențiază prin numărul punctelor de injecție din sistem. În varianta M 1 există un singur punct de injecție *SC1*, iar în varianta M 2 există două puncte de injecție din sistem *SC1* și *SC2* (fig. 5.2.7).

În varianta M 2, stația SRA_{11} este alimentată direct din *SC2*, iar SRA_1 și SRA_2 din *SC1*. Traseul de LEA este de 17,67 km. Numărul de celule de 110 kV este 81.

Schema prezintă posibilități de etapizare favorabile și este elastică în exploatare, permițînd funcționarea buclată sau radială, după necesități. Este de asemenea posibilă întreruperea oricărui tronson, fără ca alimentarea să fie afectată.

Dintre aceste opt variante de scheme, varianta optimă este cea pentru care cheltuielile totale actualizate sînt minime.

În cele ce urmează se prezintă modul de calcul pentru varainta R 1 1.

A) *Investiții totale*

Investițiile în linii I_L rezultă avînd în vedere faptul că există 26,77 km de LES, de cost unitar 3 000 mii lei/km

Anul 1 :

$$I_L = 3\,000 \cdot 26{,}77 = 80\,310 \text{ mii lei.}$$

Investițiile în cablu pilot

$$I_{cp} = 200 \cdot 26{,}77 = 5\,354 \text{ mii lei.}$$

Anul 10 :

$$I_L = 3\,000 \cdot 30{,}07 = 90\,210 \text{ mii lei;}$$

$$I_{cp} = 200 \cdot 30{,}07 = 6\,014 \text{ mii lei.}$$

Investițiile în celulele de 110 kV se evaluează neconsiderînd costul celulelor de transformator de 400/110 kV din stațiile de conexiuni, care intră în toate variantele.

Investițiile în celulele de 110 kV, avînd în vedere că în anul 1 sînt 28 celule, sînt :

anul 1 :

$$I_{s_{110}} = 1\,660 \cdot 28 = 46\,480 \text{ mii lei.}$$

Avînd în vedere procentul de 13% necesar a se adăuga investițiilor, rezultă :

$$I_{s_{110}} = 52\,522 \text{ mii lei.}$$

anul 10 :

Se mai adaugă 19 celule. Rezultă :

$$I_{s_{110}} = \left(1\,660 \cdot 19 + \frac{13}{100}\,1\,660 \cdot 19\right) = 35\,640 \text{ mii lei}$$

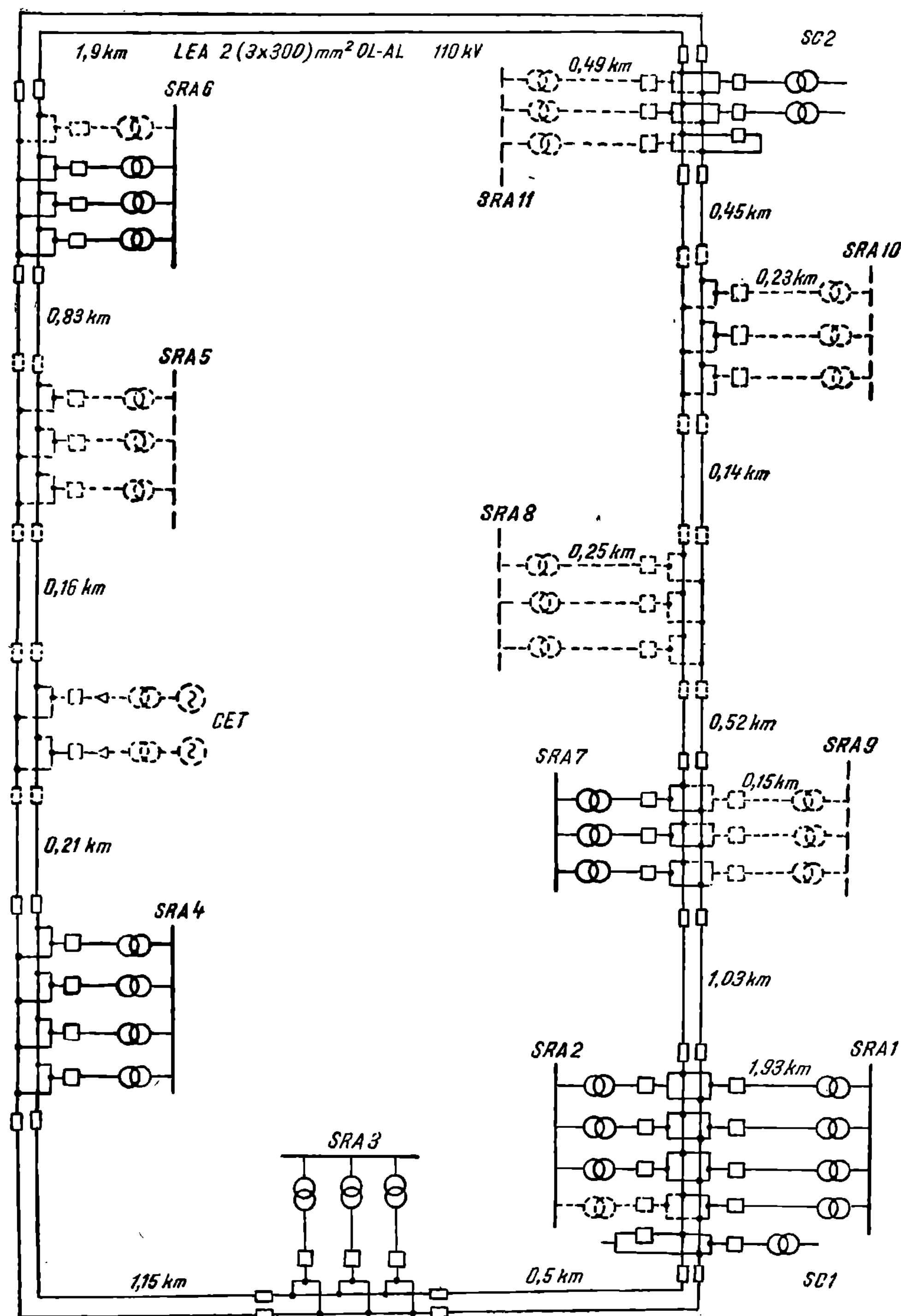


Fig. 5.2.7. Varianta M 2.

Investițiile în transformatoarele de 110/6,3 kV din SRA sînt aceleași în toate variantele și nu se iau în considerație.

Investițiile de echivalare se evaluează calculînd pierderile de putere activă din cabluri. Ținînd seama de parametrii specifici ai LES și de lungimile de cablu din varianta R 1 1, rezultă pentru anul 1, $\Delta P_{ds} = 0{,}038$ MW, iar pentru anul 10 $\Delta P_{ds} = 0{,}148$ MW. Se obține astfel: $I_{e1} = 270$ mii lei și $I_{e10} = 1\,051$ mii lei. Investițiile totale sînt:

$$I_1 = 80\,310 + 5\,354 + 52\,522 + 270 = 138\,456 \text{ mii lei};$$

$$I_{10} = 90\,210 + 6\,014 + 35\,640 + 1\,051 = 132\,915 \text{ mii lei}.$$

B) *Cheltuielile anuale*

Cheltuielile anuale de exploatare sînt:

Anul 1:

$$C_{expl} = C_s + C_L = k_{cp}I_{cp} + k_sI_s + k_LI_L = \frac{3{,}5}{100}5\,354 + \frac{3{,}3}{100}52\,522 + \frac{1{,}75}{100}80\,310 = 3\,326 \text{ mii lei}.$$

Anul 10:

$$C_{expl} = \frac{3{,}5}{100}6\,014 + \frac{3{,}3}{100}35\,640 + \frac{1{,}75}{100}90\,210 = 2\,965 \text{ mii lei}.$$

Cheltuielile anuale cu energia pierdută C_e sînt în anul 1 $C_e = 82$ mii lei și în anul 10 $C_e = 383$ mii lei.

C) *Valoarea remanentă*

anul 1

$$W_s = 0{,}8195 \cdot 0{,}6772(5\,354 + 52\,522) = 32\,119 \text{ mii lei};$$

$$W_L = 0{,}8195 \cdot 0{,}979 \cdot 80\,310 = 64\,432 \text{ mii lei};$$

$$W_e = 0{,}8195 \cdot 0{,}6772 \cdot 270 = 150 \text{ mii lei}.$$

$$W_1 = 96\,701 \text{ mii lei};$$

anul 10

$$W_s = 0{,}8195 \cdot 0{,}8897(6\,014 + 35\,640) = 30\,370 \text{ mii lei};$$

$$W_L = 0{,}8195 \cdot 0{,}9928 \cdot 90\,210 = 73\,395 \text{ mii lei};$$

$$W_e = 0{,}8195 \cdot 0{,}8897 \cdot 1\,051 = 766 \text{ mii lei};$$

$$W_{10} = 104\,531 \text{ mii lei}.$$

Valoarea remanentă totală

$$W_n = 201\,232 \text{ mii lei}.$$

D) *Actualizarea*

Investiții actualizate:

$$I_{act} = 138\,456 + 0{,}5 \cdot 132\,915 = 204\,914 \text{ mii lei}.$$

Cheltuieli actualizate :

$$C_{act} = 6{,}246(3\,264 + 82) + 3{,}769(2\,965 + 383) = 33\,518 \text{ mii lei.}$$

Valoarea remanentă actualizată

$$W_{n\ act} = 0{,}214 \cdot 201\,232 \text{ mii lei} = 43\,064 \text{ mii lei.}$$

Rezultă :

$$CTA = I_{act} + C_{act} - W_{n\ act} = 195\,368 \text{ mii lei.}$$

Procedînd în mod similar pentru toate variantele analizate s-au obținut valorile *CTA* prezentate în tableul 5.2.9, în ordinea crescătoare a acestora.

Tabelul 5.2.9

Numărul variantei	Valoarea cheltuielilor totale actualizate mii lei
M2	159 221
M1	183 940
R21	186 930
R22 a	189 655
R12 a	193 413
R22 b	193 989
R11	195 368
R12 a	198 653

Se subliniază faptul că în cheltuielile totale actualizate prezentate n-au fost luate în considerație daunele cauzate de întrerupere în alimentarea consumatorilor, deoarece prin aplicarea criteriului de dimensionare la $(n-1)$ elemente în funcțiune, duratele de întrerupere a alimentării și mai ales variația acestora cu soluția adoptată sînt foarte mici. De asemenea, aceste valori sînt condiționate practic de fiabilitatea transformatoarelor de alimentare a stațiilor de racord adînc, ceea ce pentru alegerea variantelor de rețea reprezintă un factor constant.

Se calculează indicatorii de fiabilitate pentru stația cea mai îndepărtată din varianta R 1 1 cu cea mai mare lungime de cabluri. Se aplică metoda binominală pentru SRA_6 din anul 10. Această stație cuprinde patru ramuri identice, fiecare ramură fiind constituită dintr-un întreruptor IO-110, separator tripolar de 110 kV, LES 110 kV de 2,83 km, separator tripolar de 110 kV, transformator 110/6,3 kV.

Parametrii de fiabilitate echivalenți pentru o ramură sînt :

$$\lambda_E = (0{,}2505 + 2 \cdot 0{,}0122 + 0{,}028 \cdot 2{,}83 + 0{,}1583)10^{-8} = 0{,}51244 \cdot 10^{-8}\ \text{s}^{-1}$$

$$\mu_E = \frac{0{,}51244 \cdot 10^{-8}}{\frac{0{,}2505}{596{,}42} + \frac{0{,}0122}{1290{,}22} + \frac{0{,}028}{534{,}18} + \frac{0{,}1583}{90{,}15} + \frac{0{,}0408}{552{,}24}} = 218{,}88 \cdot 10^{-8}\text{s}^{-1}$$

Pentru secțiile de bare colectoare

$$\lambda_B = n\lambda + \lambda_b = (11 \cdot 0{,}0122 + 0{,}0408) \cdot 10^{-8} = 0{,}175 \cdot 10^{-8} s^{-1}$$

$$\mu_B = \frac{0{,}175 \cdot 10^{-8}}{11 \cdot \frac{0{,}0122}{1290{,}22} + \frac{0{,}0408}{552{,}24}} = 1\,017{,}4 \cdot 10^{-8} s^{-1}$$

Pentru cazul existenței unui singur sistem de bare, probabilitatea de refuz P_{RI} este :

$$P_{RI} = \frac{\lambda_B}{\mu_B + \lambda_B} = \frac{0{,}175}{0{,}175 + 1\,017{,}4} = 1{,}72 \cdot 10^{-4}$$

Numărul de întreruperi pe an este

$$M[\nu'(T_p)] = P_{RI}\mu \cdot T_p = 1{,}72 \cdot 10^{-4} \cdot 1\,017{,}4 \cdot 10^{-8} \cdot 8\,760 \cdot 3\,600 =$$

$$= 0{,}055186 \text{ întreruperi an}^{-1}.$$

Timpul de întrerupere este :

$$M[\beta'(T_p)] = P_{RI}T_p = 1{,}72 \cdot 10^{-4} \cdot 8\,760 = 1{,}50672 \text{ h} \cdot \text{an}^{-1}.$$

În cazul existenței a două sisteme de bare în SRA_6, se obține :

$$P'_{RI} = P^2_{RI} = 2{,}9584 \cdot 10^{-8}.$$

$$M[\nu'(T_p)] = P^2_{RI} \cdot 2 \cdot T_p = 2{,}9584 \cdot 10^{-8} \cdot 2 \cdot 1\,017{,}4 \cdot 10^{-8} \cdot 0{,}31536 \cdot 10^{-8} =$$

$$= 0{,}000019 \text{ întreruperi} \cdot \text{an}^{-1}.$$

$$M[\beta'(T_p)] = P'_{RI}T_p = 2{,}9584 \cdot 10^{-8} \cdot 8\,760 = 0{,}000259 \text{ h} \cdot \text{an}^{-1}.$$

Deci, indicatorii de fiabilitate a barelor colectoare sînt neglijabili.

Pentru SRA_6 probabilitățile stărilor de succes sau insucces se obțin ca fiind termenii produsului binomial :

$$(P_{RS} + P_{RI})^4 = P^4_{RS} + 4P^3_{RS}P_{IS} + 4P_{RS}P^3_{IS} + 6P^2_{RS}P^2_{IS} + P^4_{RI}$$

$$P_{RI} = \frac{\lambda_E}{\lambda_E + \mu_E} = \frac{0{,}51244 \cdot 10^{-8}}{(0{,}51244 + 218{,}88) \cdot 10^{-8}} = 2{,}336 \cdot 10^{-3} = 0{,}002336.$$

$$P_{RS} = 1 - P_{RI} = 1 - 0{,}002336 = 0{,}99766.$$

Probabilitatea ca, din cele patru ramuri, cel puțin trei să fie în funcțiune este :

$$P_{RS_t} = P^4_{RS} + 4P^3_{RS}P_{RI} = 0{,}99766^4 + 4 \cdot 0{,}99766^3 \cdot 0{,}002336 = 0{,}9999513.$$

Probabilitatea ca, din cele patru ramuri, să fie avariate cel puțin două, este :

$$P_{RIt} = 6P^2_{RS}P^2_{RI} + 4P_{RS}P^3_{RI} + P^4_{RI} = 6 \cdot 0{,}99766^2 \cdot 0{,}002336^2 +$$

$$+ 4 \cdot 0{,}99766 \cdot 0{,}002336^3 + 0{,}002336^4 = 0{,}0000326.$$

$$M[\nu'(T_p)] = P^2_{RIt}\mu_E T_p = 0{,}0000326 \cdot 218{,}88 \cdot 10^{-8} \cdot 0{,}31536 \cdot 10^8 =$$

$$= 2{,}25 \cdot 10^{-3} \text{ întreruperi} \cdot \text{an}^{-1}.$$

$$M[\beta'(T_p)] = P_{RIt}T_p = 0{,}0000326 \cdot 8\,760 = 0{,}285576 \text{ h} \cdot \text{an}^{-1}.$$

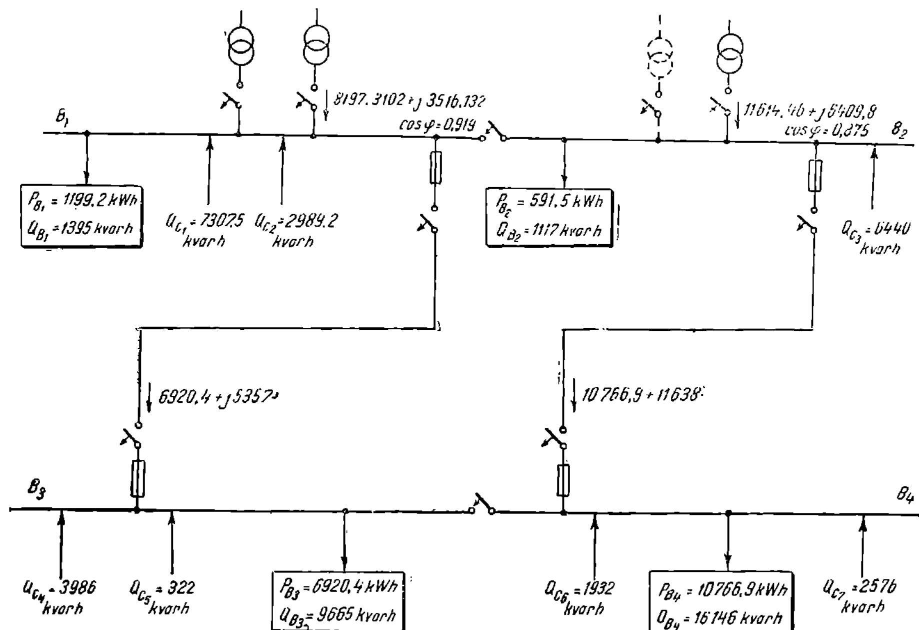


Fig. 5.2.8. Schema monofilară a întreprinderii.

Aceşti indicatori de fiabilitate arată că nu există întreruperi de peste 30 minute, pentru care se specifică existenţa daunelor. Daunele pot apare în cazul deteriorării simultane a două transformatoare sau a altor avarii duble evenimente cu o probabilitate foarte redusă pentru a fi luate în consideraţie, în condiţiile de rezervare existente.

Aplicaţia 5.2.2. Se consideră o întreprindere industrială în funcţiune a cărei schemă monofilară este reprezentată în figura 5.2.8. Consumul de energie electrică a întreprinderii într-o zi medie este: energia activă $W_a =$ $= 19\,478$ kWh, energia reactivă $W_r = 28\,323$ kvarh. Acest consum este repartizat pe patru (posibil şase) centre de consum mai importante racordate la barele de joasă tensiune numerotate de la B_1 la B_4. Energiile active de la barele $B_1 \ldots B_4$ reprezintă următoarele ponderi din energia activă totală:

$$W_{aB1} = 6{,}14\,\% \,;\; W_{aB2} = 3{,}04\,\% \,;\; W_{aB3} = 35{,}54\,\% \,;\; W_{aB4} = 55{,}28\,\%.$$

Energia reactivă totală cerută de consumatori este $W_r = 28\,323$ kvarh. În întreprindere există şapte grupuri de baterii de condensatoare care funcţionează într-o singură treaptă şi care debitează energiile reactive din tabelul 5.2.10. Fiecare grup de baterii de condensatoare poate fi racordat la oricare sistem de bare de joasă tensiune.

Tabelul 5.2.10

Aportul de putere reactivă al bateriilor de condensatoare

Grupul de condensatoare	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7
Energia reactivă debitată [kvarh]	7 307,5	2 989,4	6 440	3 986	322	1 932	2 576

Întreprinderea posedă două posturi de transformare echipate fiecare cu cîte două transformatoare de puteri nominale 2 × 630 kVA, respectiv 2 × 1 000 kVA. Există de asemenea patru linii în cablu de aluminiu fiecare de lungime 80 m. O linie în cablu posedă patru cabluri, fiecare de secțiune 185 mm², racordate pe același întreruptor.

Între barele B_1 și B_2 este prevăzută o instalație de AAR. Cele două transformatoare din posturile de transformare sînt prevăzute de asemenea cu AAR. Între barele B_3 și B_4 se poate stabili continuitatea electrică prin intermediul unui întreruptor care nu este prevăzut cu AAR. Barele B_3 și B_4 pot fi separate fiecare în cîte două secții de bare.

Peste 80% din sarcină reprezintă consumatori de categoria I, iar 20% consumatori de categoria a III-a.

Consecințele întreruperii cu energie electrică sînt:

— daune specifice pe întrerupere peste 1 min: $d_1 = 500$ mii lei/întrerupere;

— daune specifice pe oră de întrerupere: $d_2 = 100$ mii lei/h.

Să se studieze schema optimă de alimentare cu energie electrică a întreprinderii.

REZOLVARE:

1) **Descrierea variantelor propuse a fi studiate.** Avînd energia medie zilnică se studiază gradul de încărcare a echipamentului electric existent.

Diferența între energia reactivă consumată și energia reactivă produsă de bateriile de condensatoare este de 28 323 — 25 552,9 = 2 770,1 kvarh. Prin urmare prin transformatoarele din posturile de transformare urmează să circule energia activă de 19 478 kWh și energia reactivă de 2 770,1 kvarh.

Puterea aparentă corespunzătoare acestei energii este:

$$S = \frac{\sqrt{19\,478^2 + 2\,770{,}1^2}}{\sqrt{3}\cdot 0{,}4\cdot 24} = 1\,184{,}6 \text{ kVA}.$$

Rezultă că se poate funcționa cu cîte un transformator în fiecare post de transformare, rezultînd un grad de încărcare:

$$k_i = \frac{1\,184{,}6}{1\,630} = 0{,}72$$

sau cu ambele transformatoare din postul 2, rezultînd un grad de încărcare:

$$k_i = \frac{1\,184{,}5}{2\,000} = 0{,}59.$$

Pentru un cablu de aluminiu de secțiune $s = 185$ mm² rezultă din condițiile de încălzire un curent $I_{max\ adm} = 310$ A.

Avînd în vedere condițiile de montaj (patru cabluri în paralel) se aplică acestui curent un coeficient de reducere $\alpha_m = 0{,}68$.

Rezultă un curent admisibil $I_{max\ adm} = 0{,}68\cdot 310 = 210{,}8$ A.

Prin urmare pentru o linie în cablu, $I_{max\ adm\ c} = 4\cdot 210{,}8 = 843{,}2$ A.

Curentul corespunzător puterii consumate pe barele B_3 și B_4 și care deci trebuie să circule pe liniile în cablu se determină după cum urmează:

$$S_{B_3, B_4} = S - 9{,}18\%\ S = 1\,075{,}7 \text{ kVA};\ I = \frac{1\,075{,}7}{\sqrt{3}\cdot 0{,}4} = 1\,554{,}47 \text{ A},$$

unde valoarea de 9,18% S reprezintă consumul de la barele B_1 și B_2.

Avînd în vedere că pe o linie în cablu $I_{max\ adm} = 843{,}2$ A, rezultă că în întreprindere se poate funcționa și cu două linii de cabluri, cu o încărcare a acestora de $k_{i_c} = \frac{1\,554{,}47}{1\,686{,}4} = 92\%$.

Deoarece puterile solicitate de consumatori pe cele patru sisteme de bare de joasă tensiune sînt diferite, puterile reactive ale bateriilor de condensatoare cu valorile fixe menționate pot fi grupate și amplasate în moduri diferite, iar din punct de vedere al încărcării se poate funcționa cu 2—4 transformatoare și cu 2—4 linii în cablu, rezultă mai multe soluții de alimentare, care au drept consecință pierderi de energie diferite și indicatori de fiabilitate diferiți.

O anumită soluție pentru schema de alimentare se caracterizează prin același număr de transformatoare în funcțiune și același număr de cabluri în funcțiune.

În cadrul aceleiași soluții se întîlnesc mai multe variante, care diferă între ele prin modul de amplasare a grupurilor de baterii de condensatoare și prin tipul de rezervă pe care îl constituie elementele care nu sînt în funcțiune și care sînt deja instalate.

Pentru cazul studiat s-au analizat patru soluții (13 variante) (fig. 5.2.9).

Soluția unu de alimentare se caracterizează prin două transformatoare în funcțiune, cîte unul în fiecare post de transformare, fiecare avînd ca rezervă pasivă celălalt transformator din post. În cadrul aceleiași soluții se întîlnesc mai multe variante care diferă între ele prin modul de aranjare pe barele de joasă tensiune a grupurilor de baterii.

În varianta 1,a există două linii de cablu în funcțiune fără ca ele să aibă rezervă.

În varianta 1.b cele două cabluri în funcțiune au fiecare ca rezervă un cablu identic sub tensiune — numai un întreruptor de la barele de tensiune este deschis — (rezervă activă).

În varianta 1.c cele două cabluri în funcțiune nu au rezervă ca în varianta 1.a, dar există o altă dispoziție a bateriilor de condensatoare.

Variantele 1.a și 1.b au aceeași dispoziție a grupurilor de baterii de condensatoare.

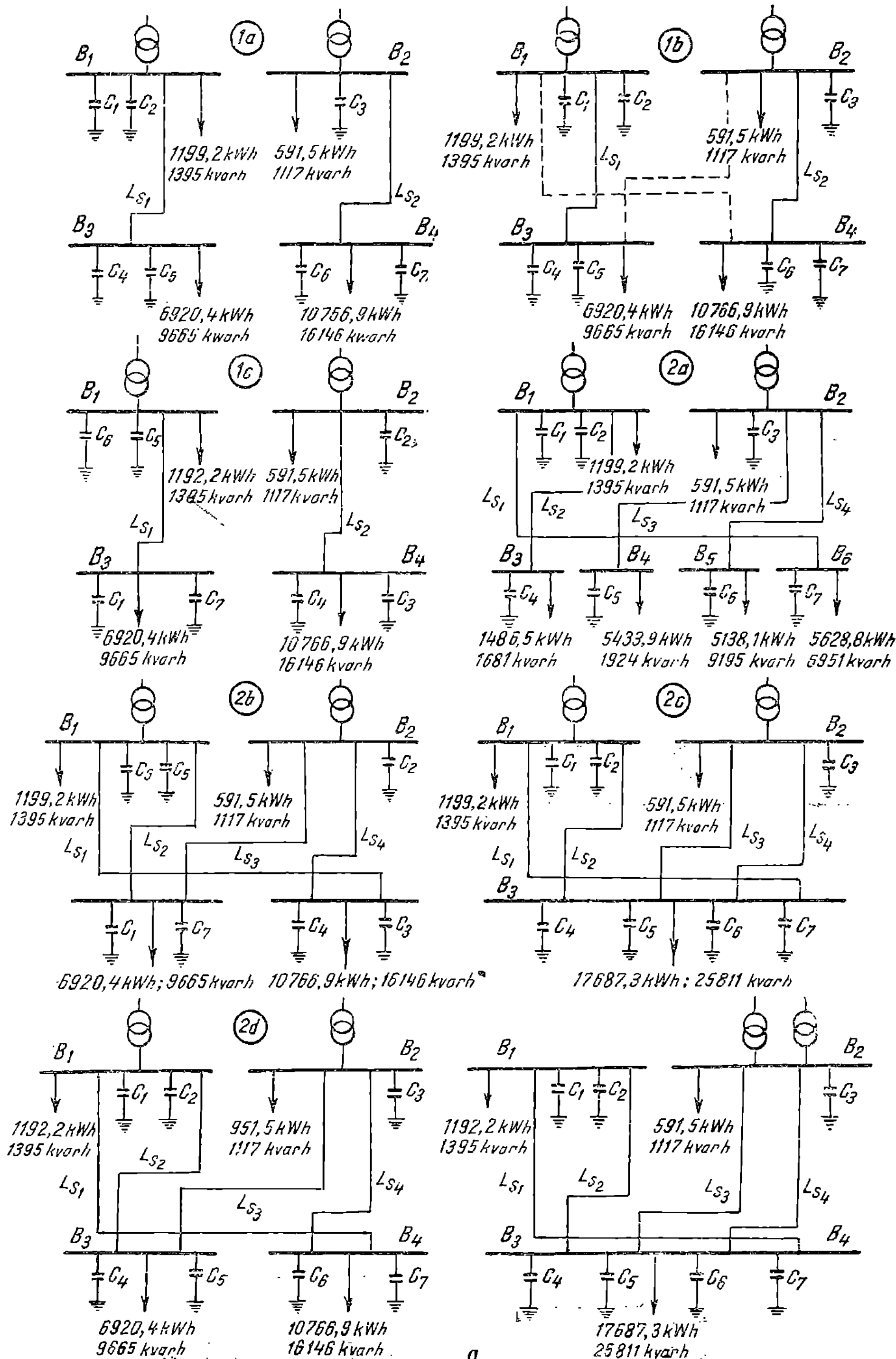
Varianta 1.c diferă de varianta 1.a numai prin modul de distribuire a grupurilor de baterii de condensatoare.

Soluția doi de alimentare se caracterizează prin două transformatoare în funcțiune, cîte unul în fiecare post de transformare. Fiecare transformator posedă o rezervă pasivă de 100% și prin patru linii în cablu în funcțiune.

În cadrul soluției doi se disting patru variante în funcție de modul de aranjare a grupurilor de baterii de condensatoare și a numărului de bare de joasă tensiune.

Soluția trei de alimentare conține un singur post de transformare (PT_2), cu două transformatoare în funcțiune și patru cabluri în funcțiune. În cadrul acestei soluții se disting trei variante în funcție de modul de aranjare a grupurilor de baterii de condensatoare și a numărului de bare de joasă tensiune.

Soluția patru de alimentare conține un singur post de transformare (PT_2) cu două transformatoare în funcțiune, trei cabluri în funcțiune. În cadrul acestei soluții se disting trei variante în funcție de schema rețelei de cabluri de joasă tensiune și de numărul de bare de joasă tensiune.


1a
B1
C1
C2
1199,2 kWh
1395 kvarh
Ls1
B2
C3
591,5 kWh
1117 kvarh
Ls2
B3
C4
C5
6920,4 kWh
9665 kwarh
B4
C6
C7
10766,9 kWh
16146 kvarh
1b
B1
C1
C2
1199,2 kWh
1395 kvarh
Ls1
B2
C3
591,5 kWh
1117 kvarh
Ls2
B3
C4
C5
6920,4 kWh
9665 kvarh
B4
C6
C7
10766,9 kWh
16146 kvarh
1c
B1
C6
C5
1192,2 kWh
1395 kvarh
Ls1
B2
C2
591,5 kWh
1117 kvarh
Ls2
B3
C1
C7
6920,4 kWh
9665 kvarh
B4
C4
C3
10766,9 kWh
16146 kvarh
2a
B1
C1
C2
1199,2 kWh
1395 kvarh
B2
C3
591,5 kWh
1117 kvarh
Ls1
Ls2
Ls3
Ls4
B3
C4
1486,5 kWh
1681 kvarh
B4
C5
5433,9 kWh
1924 kvarh
B5
C6
5138,1 kWh
9195 kvarh
B6
C7
5628,8 kWh
5951 kvarh
2b
B1
C5
C5
1199,2 kWh
1395 kvarh
B2
C2
591,5 kWh
1117 kvarh
Ls1
Ls2
Ls3
Ls4
C1
C7
C4
C3
6920,4 kWh; 9665 kvarh
10766,9 kWh; 16146 kvarh
2c
B1
C1
C2
1199,2 kWh
1395 kvarh
B2
C3
591,5 kWh
1117 kvarh
Ls1
Ls2
Ls3
Ls4
B3
C4
C5
C6
C7
17687,3 kWh; 25811 kvarh
2d
B1
C1
C2
1192,2 kWh
1395 kvarh
B2
C3
951,5 kWh
1117 kvarh
Ls1
Ls2
Ls3
Ls4
B3
C4
C5
6920,4 kWh
9665 kvarh
B4
C6
C7
10766,9 kWh
16146 kvarh
B1
C1
C2
1192,2 kWh
1395 kvarh
B2
C3
591,5 kWh
1117 kvarh
Ls1
Ls2
Ls3
Ls4
B3
B4
C4
C5
C6
C7
17687,3 kWh
25811 kvarh
a

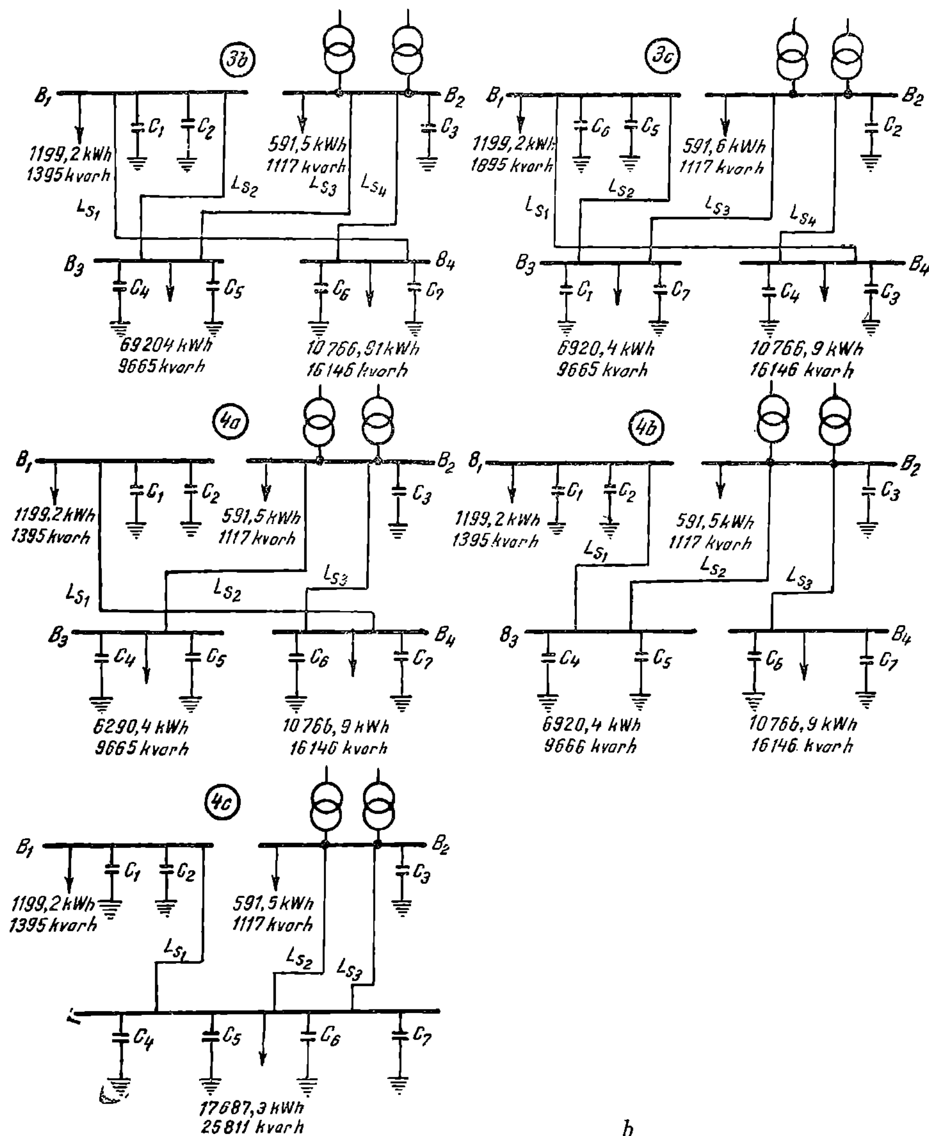


Fig. 5.2.9. Variante de amplasare a bateriilor de condensatoare şi a tipurilor de rezervă.

2) **Calculul pierderilor de putere şi energie.** Se prezintă în cele ce urmează calculul pierderilor de energie activă şi reactivă pentru soluţia 1 varianta a (v. fig. 5.2.9).

Energia activă şi reactivă care trebuie să ajungă la barele B_3 este :

$$W_a = 6\,920{,}4 \text{ kWh} ;$$

$$W_r = 1\,681 + 7\,984 - 3\,986 - 322 = 5\,357 \text{ kvarh}.$$

Curentul mediu are valoarea:

$$I_{med} = \frac{\sqrt{(6\,920,4)^2 + (5\,357)^2}}{24 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 526,323 \text{ A}.$$

Rezistența și reactanța specifică a cablului de aluminiu, $s = 185$ mm², izolație PVC sînt:

$$R_0 = 0,160 \ \Omega/\text{km}, \ X_0 = 0,059 \ \Omega/\text{km}.$$

Pierderile de energie activă și reactivă din cablul *1*, considerîndu-se un coeficient de formă a curbei de sarcină $k_f = 1,1$ sînt:

$$\Delta W_a = 3 \ \frac{0,160}{4} 0,08(526,332)^2 1,1^2 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 77,710 \ \text{kWh};$$

$$\Delta W_r = 3 \ \frac{0,059}{4} 0,08(526,323)^2 1,1^2 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 28,767 \ \text{kvarh}.$$

Energia activă și reactivă care trebuie să ajungă la barele B_4 este:

$$W_a = 10\,766,9 \ \text{kWh};$$

$$W_r = 16\,146 - 1\,932 - 2\,576 = 11\,638 \ \text{kvarh}.$$

Curentul mediu are valoarea:

$$I_{med} = \frac{\sqrt{10\,766,9^2 + 11\,638^2}}{24 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 953,507 \text{ A}.$$

Pierderile de energie activă și reactivă din cablul *2* sînt:

$$W_a = 3 \frac{0,160}{4} 0,08(953,507)^2 1.1^2 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 255,048 \ \text{kWh};$$

$$W_r = 3 \frac{0,059}{4} 0,08(953,507)^2 1,1^2 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 94,415 \ \text{kvarh}.$$

Energia activă și reactivă care ajunge prin transformatorul *1* (din PT_1) la barele de 0,4 kV are valorile:

$$W_a = 1\,199,2 + 6\,920,4 + 77,71 = 8\,197,310 \ \text{kWh};$$

$$W_r = 1\,395 + 5\,357 + 28,767 - 2\,989,4 - 7\,307,5 = 3\,516,132 \ \text{kvarh}$$

$$S_{med} = \frac{\sqrt{(8\,197,31)^2 + (3\,516,132)^2}}{24} = 371,649 \ \text{kVA}.$$

Coeficientul de încărcare al transformatorului este:

$$\alpha_{med} = \frac{371,649}{630} = 0,589.$$

Caracteristicile transformatorului de putere $S_n = 630$ kVA sînt:

$$U_{sc} = 6\,\% \ ; \ i_0 = 2,4\,\% \ ; \ (\Delta P_{Cu})_n = 9,72 \text{ kW} \ ; \ \Delta P_{Fe} = 1,92 \text{ kW}.$$

Rezultă:

$$(\Delta Q_{Cu})_n \approx U_{sc}\%S_n = 0,06 \cdot 630 = 37,8 \ \text{kvar};$$

$$\Delta Q_{Fe} \approx i\%S_n = 0,024 \cdot 630 = 15,12 \ \text{kvar}.$$

Pierderile zilnice de energie activă şi reactivă din transformatorul T_1 au valorile :

$$\Delta W_a = [\Delta P_{Fe} + (\Delta P_{Cu})_n \alpha_{med}^2 k_f^2]\ 24 =$$

$$= [1{,}92 + 0{,}72 \cdot 0{,}589^2 \cdot 1{,}1^2]24 = 144{,}004\ \text{kWh};$$

$$\Delta W_r = [\Delta Q_{Fe} + (\Delta Q_{Cu})_n \alpha_{med}^2 k_f^2]\ 24 =$$

$$= [15{,}12 + 47{,}8 \cdot 0{,}589^2 \cdot 1{,}1^2]\ 24 = 744{,}889\ \text{kvarh}.$$

Energia activă şi reactivă care ajunge prin transformatorul 2 (din PT_2) la barele de 0,4 kV, are valorile :

$$W_a = 11\,614{,}46\ \text{kWh};$$

$$W_r = 11\,638 + 94{,}415 + 1\,117 - 6\,440 = 6\,409{,}8\ \text{kvarh};$$

$$S_{med} = \frac{\sqrt{11\,614^2 + 6\,409{,}8^2}}{24} = 552{,}692\ \text{kVA}.$$

Coeficientul de încărcare al transformatorului este :

$$\alpha_{med} = \frac{552{,}692}{1\,000} = 0{,}552.$$

Caracteristicile transformatorului de putere $S_n = 1\,000$ kVA sînt :

$$U_{sc} = 6\,\%;\ i_0 = 2\,\%;\ (\Delta P_{Cu})_n = 13{,}5\ \text{kW},\ \Delta P_{Fe} = 2{,}7\ \text{kW}.$$

Rezultă :

$$(\Delta Q_{Cu})_n = U_{sc}\%S_n = 0{,}06 \cdot 1\,000 = 60\ \text{kW};$$

$$\Delta Q_{Fe} = i\%S_n = 0{,}02 \cdot 1\,000 = 20\ \text{kvar}.$$

Pierderile zilnice de energie activă şi reactivă din transformatorul T_2 au valorile :

$$\Delta W_a = [2{,}7 + 13{,}5 \cdot 0{,}552^2 \cdot 1{,}1^2]\ 24 = 184{,}256\ \text{kWh};$$

$$\Delta W_r = [20 + 60 \cdot 0{,}552^2 \cdot 1{,}1^2]\ 24 = 1\,012{,}249\ \text{kvarh}.$$

Calculele de pierderi de energie activă şi reactivă s-au desfăşurat într-un mod similar şi pentru celelalte variante de alimentare cu energie electrică. Rezultatele calculelor s-au centralizat în tabelul 5.2.11.

Se constată din acest tabel că pierderile minime de putere activă au loc în varianta 3.c.

3) **Calculul indicatorilor de fiabilitate şi al daunelor.** Deoarece natura receptoarelor de energie electrică din această întreprindere necesită asigurarea nivelului 1 de siguranţă, în calculele de fiabilitate se iau în considerare numai defectele simple.

Tabelul 5.2.11

Calculul pierderilor de energie activă și reactivă

Varianta de alimentare cu energie electrică	Caracteristicile variantei								Nr. cabluri în funcțiune	Pierderile de energie activă și reactivă												Pierderile totale	
	Locul de amplasare a bateriilor de condensatoare						Trafo în funcțiune			L_{s1}		L_{s2}		L_{s3}		L_{s4}		T_1		T_2		W_a [kWh]	W_r [kvarh]
	B_1	B_2	B_3	B_4	B_5	B_6	B_1	B_2		W_a	W_r	W_a	W_r	W_a	W_r	W_a	W_r	W_a	W_r	W_a	W_r		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1a	C_1 C_2	C_3	C_4 C_5	C_6 C_6			1 × 630 kVA	1 × 1 000 kVA	2	77,710	28,737	255,048	94,415					144,004	744,889	184,256	1 012,249	661,018	1 880,32
1b	Idem 1a																						
1c	C_6 C_5	C_2	C_1 C_7	C_4 C_3			1 × 630 kVA	1 × 1 000 kVA	2	48,8	18,1	151,4	56					99,5	688,927	135	933,198	434,70	1 696,225
2a	C_1 C_2	C_1	C_4	C_5	C_6	C_7	1 × 630 kVA	1 × 1 000 kVA	4	51,8	19,2	7,7	2,8	89,9	33,3	80,6	29,8	150,2	922,5	178,8	1 151,9	559,08	2 159,19
2b	C_6 C_5	C_2	C_1 C_7	C_4 C_3			1 × 630 kVA	1 × 1 000 kVA	4	37,8	14	12,2	4,5	37,8	14	12,2	4,5	138,9	871,53	99,6	756	338,5	1 664,53
2c	C_1 C_2	C_3	C_4 C_5 C_6 C_7				1 × 630 kVA	1 × 1 000 kVA	4	38,3	14,2	38,3	14,2	38,3	14,2	38,3	14,2	135,4	762,496	114,5	784,439	413,1	1 603,735
2d	C_1 C_2	C_3	C_4 C_5	C_6 C_7			1 × 630 kVA	1 × 1 000 kVA	4	64	23,7	19,5	7,2	19,5	7,2	64	23,7	105,6	787,213	135,7	855,642	408,3	1 704,655

Tabelul 5.2.11 (continuare)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
3a	C_1 C_2	C_3	C_4 C_5 C_6 C_7					1 × 1 000 kVA	4	20,5	7,6	20,5	7,6	120,3	44,5	120,3	44,5			108,6	792,3	390,2	896,5
3b	C_1 C_2	C_3	C_4 C_5	C_6 C_7				1 × 1 000 kVA	4	20,5	7,6	20,5	7,6	58,8	21,7	184,8	684			104,7	781,5	389,3	1 502,4
3c	C_6 C_5	C_2	C_1 C_7	C_4 C_3				1 × 1 000 kVA	4	0,6	0,2	0,6	0,2	58,1	21,5	167,3	61,9			104,99	781,7	331,59	865,5
4a	C_1 C_2	C_3	C_4 C_5	C_6 C_7				1 × 1 000 kVA	4	82,2	30,4	78	28,9	155,7	57,6					105	781,9	420,9	898,8
4b	C_1 C_2	C_3	C_4 C_5	C_6 C_7				1 × 1 000 kVA	3	82,2	30,4	81,1	30	256,1	94,8					109,4	805,173	528,8	960,375
4c	C_1 C_2	C_3	C_4 C_5 C_6 C_7					1 × 1 000 kVA	3	82,2	30,4	108,4	40,1	108,4	40,1					104,7	781,5	103,7	892,1

Schemele electrice echivalente, schemele echivalente pentru calculul indicatorilor de fiabilitate sînt prezentate în figura 5.2.10. În cele ce urmează se prezintă calculul indicatorilor de fiabilitate pentru fiecare din cele 13 variante de alimentare cu energie electrică luate în studiu.

Varianta 1 a. Elementele *1, 1'*, respectiv *2, 2'* din schema tehnologică echivalentă cuprind fiecare seria formată din separatorul de medie tensiune, întreruptorul de medie tensiune, transformatorul de medie pe joasă tensiune, întreruptorul de joasă tensiune și bara de joasă tensiune. Parametrii de fiabilitate λ și μ sînt (tabelul 5.1.1) plus [8]

$$\lambda_1 = \lambda_{SMT} + \lambda_{IMT} + \lambda_T + \lambda_{IJT} + \lambda_{BJT} = (0{,}0083 + 0{,}0477 + $$

$$+ 0{,}0094 + 2{,}7 + 3{,}213)10^{-8} = 5{,}9784 \cdot 10^{-8}\text{s}^{-1} ;$$

$$\mu_1 = \frac{\lambda_1}{\frac{\lambda_{SMT}}{\mu_{SMT}} + \frac{\lambda_{IMT}}{\mu_{IMT}} + \frac{\lambda_T}{\mu_T} + \frac{\lambda_{IJT}}{\mu_{IJT}} + \frac{\lambda_{BJT}}{\mu_{BJT}}} =$$

$$\frac{5{,}9784 \cdot 10^{-8}}{\frac{0{,}0083}{1\,634{,}27} + \frac{0{,}04777}{1\,362{,}9} + \frac{0.318}{1\,736{,}111} + \frac{2{,}7}{1\,510} + \frac{3{,}213}{2\,777{,}77}} = 1\,887{,}717 \cdot 10^{-8}\text{s}^{-1} ;$$

$$\lambda_{1'} = \lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_2' = 5{,}8784 \cdot 10^{-8}\text{s}^{-1} ;$$

$$\mu_{1'} = \mu_1 = \mu_2 = \mu_2' = 1\,887{,}717 \cdot 10^{-8}\text{s}^{-1}.$$

Elementele *3* și *4* constituie fiecare seria formată din siguranță, întreruptor DITA, cablu de joasă tensiune, întreruptor DITA și siguranță.

Pentru întreruptorul DITA s-au considerat următorii parametrii de fiabilitate :

$$\lambda = 6{,}43 \cdot 10^{-8}\text{s}^{-1} ; \quad \mu = 3\,596 \cdot 10^{-8}\text{s}^{-1}$$

$$\lambda_3 = \lambda_4 = 2\lambda_{IJT} + 2\lambda_e + \lambda_l = (2 \cdot 6{,}43 + 2 \cdot 3{,}213 + 2{,}144 \cdot 0.08) \cdot 10^{-8} =$$

$$= 19{,}4575 \cdot 10^{-8}\text{s}^{-1} ;$$

$$\mu_3 = \mu_4 = \frac{\lambda_3}{\frac{2\lambda_{IJT}}{\mu_{IJT}} + 2\frac{\lambda_e}{\mu_e} + \frac{\lambda_l}{\mu_l}} = \frac{19.4575 \cdot 10^{-8}}{\frac{2 \cdot 6{,}43}{3\,596} + 2\frac{3{,}213}{111\,111{,}1} + 0{,}08 \cdot \frac{2{,}144}{3\,472{,}82}} =$$

$$= 5\,282{,}5 \cdot 10^{-8}\text{s}^{-1}.$$

Nivelele funcționale posibile ale schemei tehnologice echivalente și schemele echivalente de fiabilitate sînt :

— Avaria grupului de elemente *1, 1'* sau *2, 2'* duce la acționarea AAR între barele B_1 și B_2.

Elementele *1, 1'* și *2, 2'* formează grupurile de defectare G_1 și G_2 care sînt legate în serie (v. fig. 5.2.10).

Parametrii echivalenți ai grupului *1, 1'* se determină ca pentru un sistem cu rezervă pasivă de tipul 2 × 100%.

$$\lambda_{G_1} = \lambda_{G_2} = \frac{\lambda_1^2}{\lambda_1 + \mu_1} = \frac{5{,}9784 \cdot 10^{-8}}{(5{,}9784 + 1\,887{,}717) \cdot 10^{-8}} = 0{,}018873 \cdot 10^{-8}\text{s}^{-1} ;$$

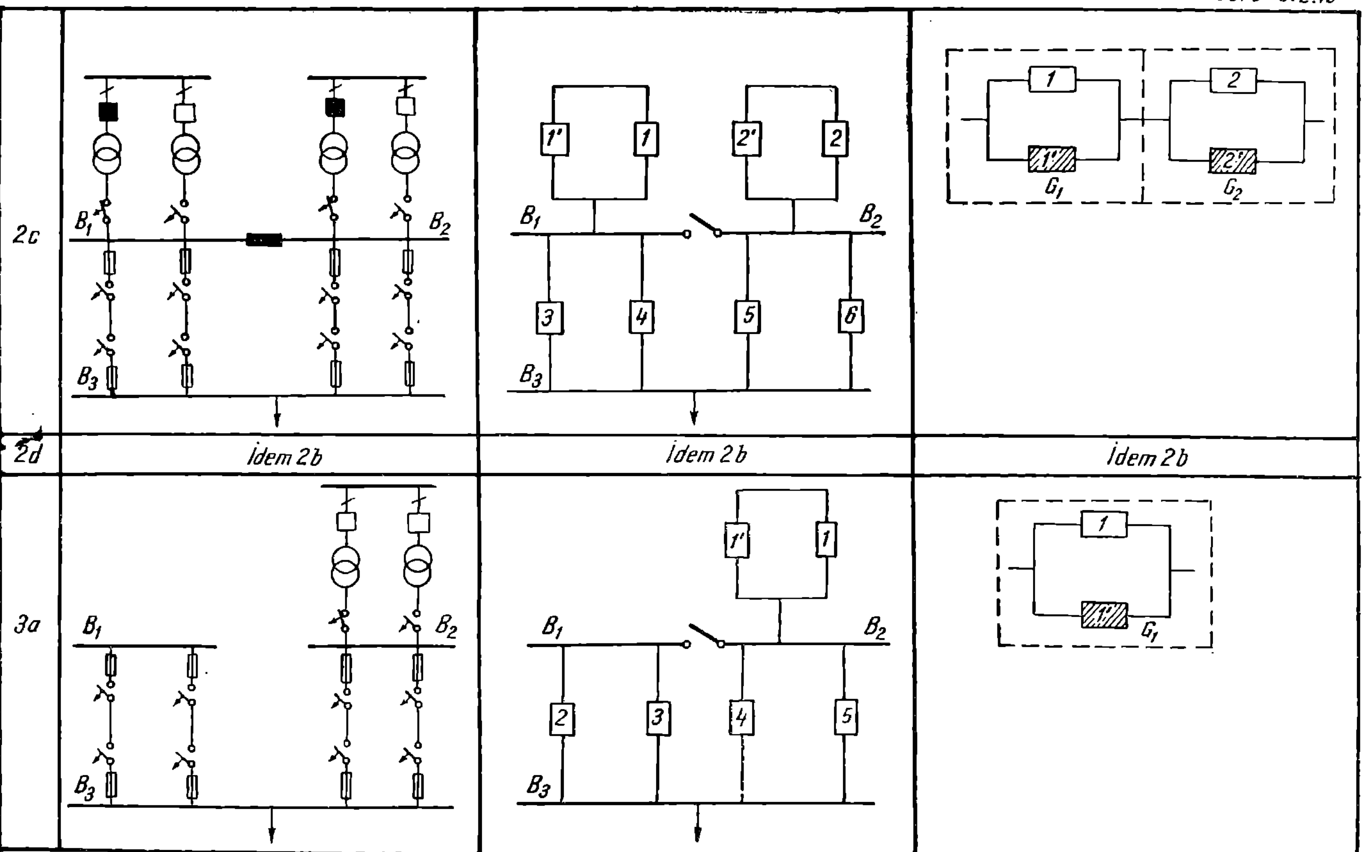
$$\mu_{G_1} = \mu_{G_2} = 2\mu_1 = 3\,775{,}434 \cdot 10^{-8}\text{s}^{-1}.$$

Nr. sol. dezim.	Schema electrică echivalentă	Schema echivalentă pentru calcul indicatorilor de fiabilitate	Grupurile de defectare
1a	B_1 B_2 B_3 B_4	1' 1 2' 2 B_1 B_2 C_1 3 4 B_3 B_4 C_2	1 1' G_1 2 2' G_2; 3 4 G_1 G_2
1b		1' 1 2' 2 C_1 3' 3 4' 4 C_2	1 1' G_1 2 2' G_2; 3 3' G_1 4 4' G_2

I

1c	Idem 1a	Idem 1a	Idem 1a
2a	B_1 B_2 B_3 B_4 B_5 B_6	1' 1 2' 2 C_1 3 4 5 6 C_2	1 1' G_1 2 2' G_2 3 G_3 4 G_4 5 G_5 6 G_6
2b	B_1 B_2 B_3 B_4	1' 1 2' 2 C_1 3 4 5 6 C_2	1 1' 2 2'

Continuare 5.2.10



3b	B_1, B_2, B_3, B_4	B_1, B_2, B_3, B_4; 1, 1', 2, 3, 4, 5	1, 1', G_1
3c	Idem 3b	Idem 3b	Idem 3b
4a	B_1, B_2, B_3, B_4	B_1, B_2, B_3, B_4, C_1, C_2; 1, 1', 2, 3, 4	1, 1', G_1; 2, G_2; 3, G_3; 4, G_4

Continuare 5.2.10

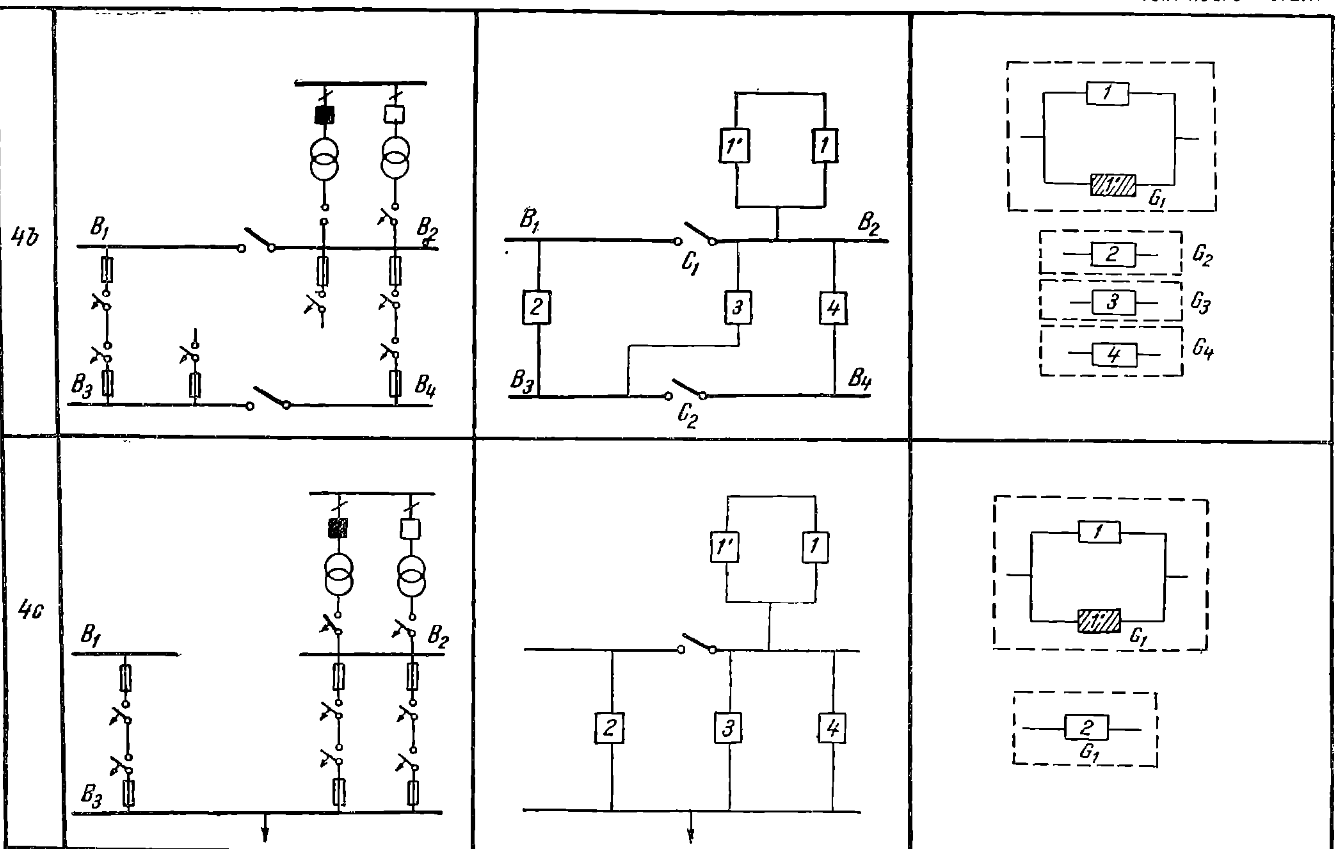


Fig. 5.2.10

Parametrii schemei echivalente de fiabilitate sînt:

$$\lambda_E = \lambda_{G_1} + \lambda_{G_2} = 2\lambda_{G1} = 0{,}037746 \cdot 10^{-8} s^{-1};$$

$$\mu_E = \mu_{G_1} = \mu_{G_2} = 3\,775{,}434 \cdot 10^{-8} s^{-1}.$$

Indicatorii de fiabilitate sînt:

$$P_R = \frac{\lambda_E}{\lambda_E + \mu_E} = \frac{0{,}037746}{0{,}037746 + 3\,775{,}434} = 9{,}99774 \cdot 10^{-6} s^{-1}.$$

Numărul de întreruperi urmate de AAR

$$M[\nu(t)] = P_R \mu_E T = 9{,}99774 \cdot 10^{-6} \cdot 3\,775{,}434 \cdot 10^{-8} \cdot 8\,750 \cdot 3\,600 = 0{,}011888.$$

Durata manevrelor este neglijabilă $T_M = 0$.

— Avaria unuia dintre elementele *3* sau *4* duce la întreruperea a 50% din sarcină urmată de manevra de închidere a întreruptorului între barele B_3 și B_4.

Grupurile de defectare G_1 și G_2, constituite din elementele *3*, respectiv *4*, sînt prezentate în figura 5.2.10.

Parametrii de fiabilitate echivalenți sînt:

$$\lambda_{G_1} = \lambda_{G_2} = \lambda_3 = \lambda_4 = 19{,}4575 \cdot 10^{-8} s^{-1};$$

$$\mu_{G_1} = \mu_{G_2} = \mu_3 = \mu_4 = 5\,282{,}5 \cdot 10^{-8} s^{-1};$$

$$\lambda_E = 2\lambda_{G_1}; \quad \mu_E = \mu_{G1}.$$

Indicatorii de fiabilitate ai schemei sînt:

$$P_R = \frac{\lambda_E}{\lambda_E + \mu_E} = \frac{38{,}915}{(38{,}915 + 5\,282{,}5)} = 7\,312 \cdot 10^{-6}.$$

Numărul de întreruperi cu manevră sînt:

$$n_M = P_r \mu_E T = 7\,312 \cdot 10^{-6} \cdot 5\,282{,}5 \cdot 10^{-8} \cdot 8\,750 \cdot 3\,600 = 12{,}167 \text{ întreruperi} \cdot \text{an}^{-1}.$$

Timpul de manevră corespunzător, considerîndu-se durata unei manevre de aproximativ jumătate de oră, este:

$$T_M = 12{,}167 \cdot 0{,}5 = 6{,}0835 \text{ h/an}.$$

Varianta 1 b. Indicatorii de fiabilitate la avaria grupului de elemente *1, 1'* sau *2, 2'* sînt aceiași ca la varianta 1 a.

Față de varianta 1 a, în această variantă liniile în cablu posedă o rezervă activă de 100%.

— Avaria grupului de elemente *3, 3'* sau *4, 4'* duce la întreruperea a 50% din sarcină, urmată de manevra de închidere a întreruptorului între barele B_3 și B_4. Grupurile de defectare constituite din elementele *3, 3'*, respectiv *4, 4'*, sînt prezentate în figura 5.2.10.

Parametrii de fiabilitate echivalenţi sînt:

$$\lambda_{G_1} = \frac{2\lambda_3^2}{2\lambda_3 + \mu_3} = \frac{2(19,4575\cdot10^{-8})^2}{2\cdot19,4575\cdot10^{-8} + 5\,282,5\cdot10^{-8}} = 0,1423\cdot10^{-8}s^{-1},$$

$$\mu_{G_1} = 2\mu_3 = 2\cdot5\,282,5\cdot10^{-8} = 10\,565\cdot10^{-8}s^{-1};$$

$$\lambda_{G_2} = \frac{2\lambda_4^2}{2\lambda_4 + \mu_4} = \lambda_{G_1}; \quad \mu_{G_2} = \mu_{G_1}$$

$$\lambda_E = 2\lambda_{G_1} = 0,2846\cdot10^{-8}s^{-1};$$

$$\mu_E = \mu_{G_1} = 10\,565\cdot10^{-8}s^{-1}.$$

Indicatorii de fiabilitate ai schemei sînt:

$$P_R = \frac{\lambda_E}{\lambda_E + \mu_E} = \frac{0,2846}{10\,565 + 0,2846} = 26,93\cdot10^{-6}.$$

Numărul de întreruperi cu manevră sînt:

$$n_M = P_R\mu_E T = 26,93\cdot10^{-6}\cdot10\,565\cdot10^{-8}\cdot8\,750\cdot3\,600 =$$

$$= 0,089622 \text{ întreruperi}\cdot\text{om}^{-1}.$$

Timpul de manevră corespunzător este:

$$T_M = 0,089622\cdot0,5 = 0,0448 \text{ h} = 2,6886 \text{ min}.$$

Varianta 1 c. Se caracterizează prin aceiaşi indicatori de fiabilitate ca soluţia 1 *a*.

Varianta 2 a. Indicatorii de fiabilitate la avaria grupului de elemente *1, 1'* sau *2, 2'* sînt aceiaşi ca la soluţia 1 *a*.

— Avaria unuia din elementele *3, 4, 5* sau *6*, care constituie grupurile de defectare G_1, G_2, G_3 sau G_4 (fig. 5.2.10) conduce la întreruperea a aproximativ 25% din sarcină şi la operaţia de închidere prin manevre a întreruptoarelor între barele B_3, B_4, B_5 şi B_6.

Parametrii de fiabilitate a grupurilor de defectare sînt:

$$\lambda_{G_1} = \lambda_{G_2} = \lambda_{G_3} = \lambda_{G_4} = \lambda_3 = 19,4575\cdot10^{-8}s^{-1};$$

$$\mu_{G_1} = \mu_{G_2} = \mu_{G_3} = \mu_{G_4} = \mu_3 = 10\,565\cdot10^{-8}s^{-1}.$$

Parametrii schemei echivalente de fiabilitate sînt:

$$\lambda_E = 4\lambda_{G_1} = 77,83\cdot10^{-8}s^{-1};$$

$$\mu_E = \mu_{G_1} = 5\,282,5\cdot10^{-8}s^{-1}.$$

Indicatorii de fiabilitate ai schemei sînt:

$$P_R = \frac{\lambda_E}{\lambda_E + \mu_E} = \frac{77,83}{77,83 + 5\,282,5} = 0,014519;$$

$$n_M = P_R\mu_E T = 0,014519\cdot5\,282,5\cdot10^{-8}\cdot8\,750\cdot3\,600 =$$

$$= 24,159 \text{ întreruperi}\cdot\text{an}^{-1};$$

$$T_M = n_M t_m = 24,159\cdot0,5 = 12,0795 \text{ h}.$$

Varianta 2 b. Indicatorii de fiabilitate la avaria grupului de elemente *1, 1'* sau *2, 2'* sînt aceiaşi ca la soluţia 1 a.

— Avaria nici unuia dintre elementele *3, 4, 5* sau *6* nu duce la întreruperea sarcinii.

Varianta 2 c. Varianta 2 *c* este identică din punct de vedere al indicatorilor de fiabilitate cu varianta 2 *b*. Este necesar de subliniat că, aşa cum rezultă din modul de calcul al parametrilor de fiabilitate pentru elementele ce cuprind cablurile de joasă tensiune, starea de succes s-a considerat prezenţa tensiunii pe linie în cablu după întreruptorul DITA şi înainte de barele B_3, B_4, B_5 şi B_6. De aceea, în aceste calcule fiabilitatea nu este influenţată de numărul de bare de joasă tensiune de la capătul cablurilor de alimentare.

Varianta 2 d. Avînd în vedere cele menţionate anterior, varianta 2 *d* este identică din punctul de vedere al indicatorilor de fiabilitate cu varianta 2 *c*.

Varianta 3 a. Avaria unuia dintre elementele *1, 1'* care funcţionează în paralel duce la supraîncărcarea celui rămas în funcţiune pînă la o suprasarcină $k_s = 118{,}46\%$. Acest element este pus în funcţiune în urma reparaţiilor.

Considerîndu-se ca stare de succes funcţionarea numai a unuia dintre elementele *1, 1'*, parametrii de fiabilitate echivalenţi ai acestor două elemente funcţionînd în paralel sînt:

$$\lambda_E = \frac{2\lambda_1^2}{2\lambda_1 + \mu_1} = \frac{2\cdot(5{,}9784\cdot10^{-8})^2}{(2\cdot5{,}9784\cdot10^{-8} + 1\,887{,}717\cdot10^{-8})} = 0{,}037628\cdot10^{-8}\text{s}^{-1};$$

$$\mu_E = 2\mu_1 = 3\,775{,}434\cdot10^{-8}\text{s}^{-1}.$$

Indicatorii de fiabilitate ai schemei sînt:

$$P_R = \frac{\lambda_E}{\lambda_E + \mu_E} = \frac{0{,}037628}{0{,}037628 + 3\,775{,}434} = 9{,}9665\cdot10^{-6}.$$

Numărul total de întreruperi urmate de reparaţii:

$$M[\nu(t)] = P_R\mu T = 9{,}9665\cdot10^{-6}\cdot3\,775{,}434\cdot10^{-8}\cdot8\,750\cdot3\,600 =$$

$$= 0{,}0011825 \text{ întreruperi}\cdot\text{an}^{-1}.$$

Durata totală de defect:

$$M(T_d) = P_R T = 9{,}9665\cdot10^{-6}\cdot8\,750 = 0{,}0872 \text{ h}\cdot\text{an}^{-1} = 5{,}2323 \text{ min}.$$

— Avaria oricăruia dintre elementele *2, 3, 4* şi *5* nu duce la întreruperea sarcinii.

Varianta 3 b. Ca şi la varianta 3 *a*, avaria unuia din elementele *1, 1'* care funcţionează în paralel duce la supraîncărcarea celui rămas în funcţiune cu 118,46%, care necesită acţiunea DAS. Există de asemenea posibilitatea întreruperii totale a alimentării cu energie electrică a schemei timp de 5,2323 min.

De asemenea, avaria oricăruia dintre elementele *2, 3, 4* sau *5* nu duce la întreruperea sarcinii.

Varianta 3 c. Din punctul de vedere al fiabilității varianta 3 *c* este identică cu celelalte două precedente.

Varianta 4 a

— Avaria unuia dintre elementele *1*, *1'* are aceleași consecințe ca în varianta 3 *a*.

— Avaria elementului *3* duce la întreruperea a 35,53% din sarcină, care este eliminată prin manevra de închidere a întreruptorului între barele B_3 și B_4. Există prin urmare un singur grup de defectare a cărui parametri de fiabilitate sînt:

$$\lambda_{G_1} = \lambda_3 = 19{,}4575 \cdot 10^{-8} s^{-1};$$

$$\mu_{G_1} = \mu_3 = 5\,282{,}5 \cdot 10^{-8} s^{-1};$$

$$\lambda_E = \lambda_{G_1}; \ \mu_E = \mu_{G1}.$$

$$P_R = \frac{\lambda_E}{\lambda_E + \mu_E} = \frac{19{,}4575}{19{,}4575 + 5\,282{,}5} = 0{,}003669.$$

Numărul de întreruperi cu manevră sînt:

$$n_M = P_R \mu_E T = 0{,}003669 \cdot 5\,282{,}5 \cdot 10^{-8} \cdot 8\,750 \cdot 3\,600 =$$

$$= 6{,}105169 \ \text{întreruperi} \cdot \text{an}^{-1}.$$

Timpul de manevre necesar:

$$T_M = 6{,}105169 \cdot 0{,}5 = 3{,}052584 \ \text{h} \cdot \text{an}^{-1}.$$

— Avaria elementului *2* duce la întreruperea a 6,15% din sarcină, care este eliminată prin acțiunea AAR între barele B_1 și B_2.

Rezultatele calculelor

Varianta	1 *a*	1 *b*	1 *c*	2 *a*	2 *b*	2 *c*
Număr mediu întreruperi/an cu durată mai mare decît 1 min	12,167	0,0896	12,167	24,159	0	0
Durata totală a întreruperilor	6,0835	0,0448	6,0835	12,0795	0	0

Probabilitatea de refuz și numărul întreruperilor cu manevră sînt aceleași ca și la avaria elementului *3*.

$$P_R = 0{,}003669, \quad n_M = 6{,}105169 \ \text{întreruperi} \cdot \text{an}^{-1}.$$

Durata manevrelor prin AAR este neglijabilă

$$T_M = 0.$$

— Avaria elementului *4* duce la întreruperea a 51,43% din sarcină.

$$P_R = 0{,}003669\ ;\quad n_M = 6{,}105169 \text{ întreruperi}\cdot\text{an}^{-1},\quad T_M = 0.$$

Varianta 4 b

— Avaria unuia din elementele *1, 1'* are aceleaşi consecinţe ca în varianta 3 *a*.

— Avaria elementului *4* duce la întreruperea a 55,28% din sarcina eliminată prin manevra de închidere a întreruptorului între barele B_3 şi B_4. Indicatorii de fiabilitate sînt:

$$P_R = 0{,}003669\ ;\ n_M = 6{,}105169 \text{ întreruperi}\cdot\text{an}^{-1}\ ;\ T_M = 3{,}052584 \text{ h}\cdot\text{an}^{-1}.$$

— Avaria elementului *3* duce la întreruperea a 41,68% din sarcină, eliminată prin manevra de AAR între barele B_1 şi B_2. Indicatorii de fiabilitate sînt:

$$P_R = 0{,}003669\ ;\ n_M = 6{,}105169 \text{ întreruperi}\cdot\text{an}^{-1}\ ;\ T_M = 0.$$

— Avaria elementului *2* duce la întreruperea a 6,15% din sarcină, eliminată prin manevra de AAR între barele B_1 şi B_2. Indicatorii de fiabilitate sînt:

$$P_R = 0{,}003669\ ;\ n_M = 6{,}105169 \text{ întreruperi}\cdot\text{an}^{-1}\ ;\ T_M = 0.$$

Varianta 4 c

— Avaria unuia din elementele *1, 1'* are aceleaşi consecinţe ca în varianta 3 a.

— Avaria elementului 2 duce la întreruperea a 6,15% din sarcină, eliminată prin manevra de AAR între barele B_1 şi B_2. Indicatorii de fiabilitate sînt:

$$P_R = 0{,}003669\ ;\ n_M = 6{,}105169 \text{ întreruperi}\cdot\text{an}^{-1}\ ;\ T_M = 0.$$

Rezultatele calculelor de fiabilitate sînt centralizate în tabelul 5.2.12.

Tabelul 5.2.12

de fiabilitate

2 *d*	3 *a*	3 *b*	3 *c*	4 *a*	4 *b*	4 *c*
0	0,00118	0,00118	0,00118	6,105	6,105	6,105
0	0,0872	0,0872	3,0525	3,0525	3,0525	3,0525

4) **Calculul daunelor** [mii lei]

Varianta 1 a

$$D = 12{,}167\cdot 500 + \ldots + 100\cdot 6{,}0835 = 6\,691{,}850 \text{ mii lei.}$$

Varianta 1 b

$D = 0{,}089622 \cdot 500 + \ldots + 100 \cdot 0{,}0448\ M\ 49{,}291$ mii lei.

Varianta 1 c

$D_t = 6\,691{,}85$ mii lei.

Varianta 2 a

$D = (24{,}159 \cdot 500 + \ldots + 100 \cdot 12{,}0795)0{,}25 = 3\,321{,}8\,625$ mii lei.

Variantele 2 b, 2 c, 2 d

$D = 0.$

Varianta 3 a

$D = 0{,}0011852 \cdot 500 + \ldots + 0{,}0872 \cdot 100 = 9{,}312$ mii lei.

Variantele 3 b, și 3 c

$D = 9{,}312$ mii lei.

Nr. crt.	Varianta	1 a	1 b	1 c	2 a	2 b
1	2	3	4	5	6	7
1	Pierderea de putere suplimentară [kW]	13,726	13,726	4,296	9,478	0,288
2	Investiția de echivalare corespunzătoare [mii lei]	174,32	174,32	54,559	120,37	3,657
3	Costul de exploatare corespunzător investitiei de echivalare [mii lei]	6,972	6,972	2,182	4,814	0,146
4	Energia electrică pierdută anual [MWh]	204,915	204,915	134,757	173,314	104,935
5	Costul energiei electrice pierdute	145,489	145,489	95,677	123,052	74,503
6	Daune [mii lei]	6 691,85	49,291	6 691,85	3 321,8625	0
7	Cheltuieli totale [mii lei] liniile (2+3+5+6)	7 018,631	376,072	6 844,268	3 570,098	78,306
8	Cheltuieli totale fără daune [mii lei] liniile (2+3+5)	326,781	326,781	152,418	248,236	78,306

Varianta 4 a

$D = (6{,}105169 \cdot 500 + 3{,}052584 \cdot 100)0{,}3553 = 1\ 194{,}72$ mii lei.

Varianta 4 b

$D = (6{,}105169 \cdot 50\ 000 + 3{,}052584 \cdot 10\ 000)0{,}5528 = 1\ 856{,}215$ mii lei.

Varianta 4 c

$D = (6{,}105159 \cdot 50\ 000 + 3{,}052584 \cdot 10\ 000)0{,}0615 = 206{,}507$ mii lei.

5) **Evaluarea termenilor ce intră în criteriul de eficiență economică, cheltuielile totale actualizate.** Deoarece întreprinderea industrială analizată este deja în funcțiune, iar investițiile efective au fost deja realizate, compararea între variante va consta în a compara între ele o formă particulară a cheltuielilor totale actualizate și anume :

În termenul investiției intră numai investiția de echivalare corespunzătoare pierderilor de putere suplimentară, față de varianta 3 *c* cu pierderi minime.

Pierderile de putere suplimentare ca și investițiile suplimentare corespunzătoare sînt prezentate în tabelul 5.2.13.

Tabelul 5.2.13

2 c	2 d	3 a	3 b	3 c	4 a	4 b	4 c
8	9	10	11	12	13	14	15
2,979	3,196	2,442	2,404	0	3,721		3
37,833	40,589	31,013	30,530	0	47,256	104,355	38,1
1,513	1,623	1,24	1,221	0	1,89	4,174	1,524
124,961	126,573	120,962	120,683	102,792	130,479	163,928	125,147
88,722	89,866	85,883	85,684	75,982	92,86	116,388	88,854
0	0	9,312	9,312	9,312	1 194,72	1 856,215	206,507
128,068	132,078	127,448	126,747	85,294	1 336,726	2 081,132	334,985
128,068	132,078	118,136	117,435	75,982	142,006	224,917	128,478

Conform prescripţiilor în vigoare [3] se consideră costul unui MW instalat în centrala de echivalare — ca fiind o centrală cu cărbune — de 12 700 lei/kW instalat.

Calculul investiţiei de echivalare s-a făcut cu relaţia (5.1), cu specificaţia că s-au evaluat de fapt diferenţele în investiţiile de echivalare faţă de investiţia în centrala de echivalare şi nu investiţiile de echivalare totală. Acest fapt nu modifică cu nimic ierarhia ce rezultă între variante.

În termenul cheltuieli C intră costul de exploatare corespunzător investiţiei de echivalare. S-a considerat că cheltuielile de exploatare reprezintă o valoare medie de 4% din investiţie.

Tot în tabelul 5.2.13 sînt prezentate valorile energiilor electrice pierdute anual, considerîndu-se într-un an un număr de 310 zile medii şi s-au evaluat cheltuielile legate de pierderile de energie considerînd preţul unui kWh de 0,71 lei, iar în tabelul 5.2.14 este prezentată ordinea variantelor, avîndu-se în vedere considerarea sau neconsiderarea daunelor.

Tabelul 5.2.14

Ordinea variantelor

Ordinea variantelor după cheltuieli	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
a) cu daune	2 b	3 c	3 b	3 a	2 c	2 d	4 c	1 b	4 a	4 b	2 a	1 c	1 a
b) fără daune	3 c	2 b	3 b	3 a	2 c	4 c	2 d	4 a	1 c	4 b	2 a	1 a	1 b

Aplicaţia 5.2.3. Se consideră dată incinta unui combinat industrial prin coordonatele din tabelul 5.2.15 şi fig. 5.2.11 şi coordonatele punctelor de consum, cu puterea cerută de acestea, în tabelul 5.2.16. Se pune problema

Tabelul 5.2.15

Coordonatele incintei consumatorului industrial

	A	*B*	*C*	*D*	*E*	*F*
x_{c0} [m]	285	335	335	365	365	285
y_{c0} [m]	445	445	435	435	290	290

Tabelul 5.2.16

Puterea şi coordonatele punctelor de consum

	1	2	3	4	5	6	7
P_c [kVA]	200	250	250	350	350	125	200
x_c [m]	350	312	322	300	300	315	350
y_c [m]	425	393	393	425	424	434	416

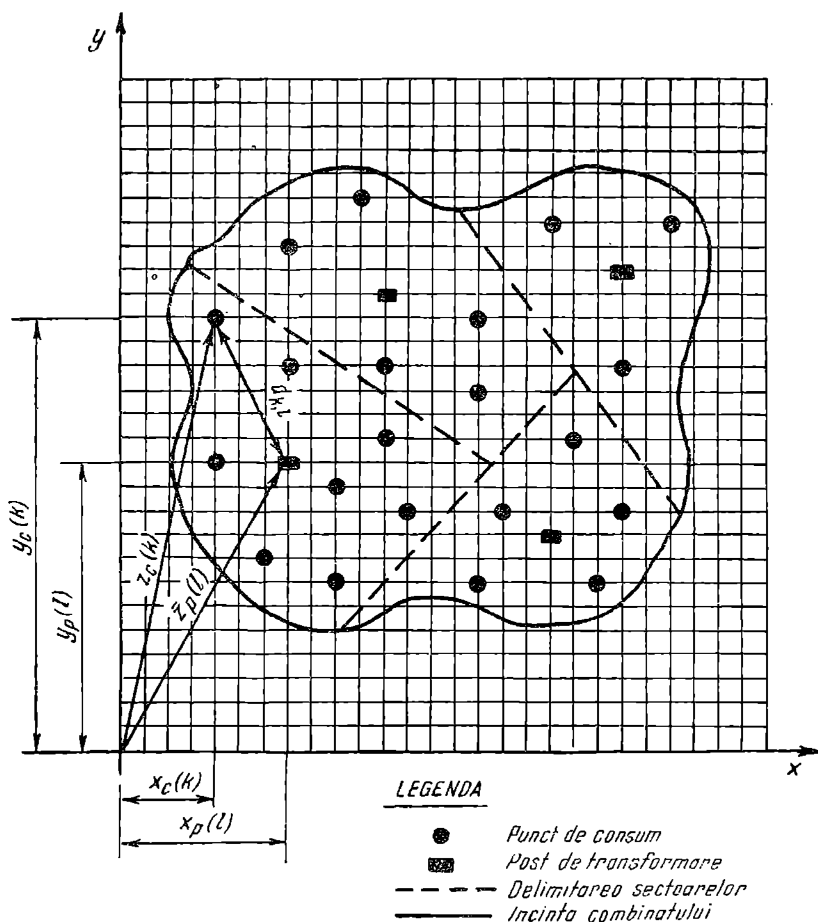


Fig. 5.2.11. Amplasarea punctelor de consum în incinta întreprinderii.

amplasării optime a posturilor de transformare a punctelor de alimentare (fig. 5.2.12) cînd se cunoaşte pentru acestea :

— numărul şi puterea nominală a transformatoarelor din posturile de transformare PT (tab. 5.2.17) ;

— numărul şi puterea nominală a transformatoarelor din punctele de alimentare (PA) (tab. 5.2.17).

Tabelul 5.2.17

Puterea instalată în PA şi în PT [kVA]

Nr. PA sau PT	PA_1	PA_2	PT_1	PT_2	PT_3
Puterea instalată	3×400	2×630	2×400	2×250	3×250

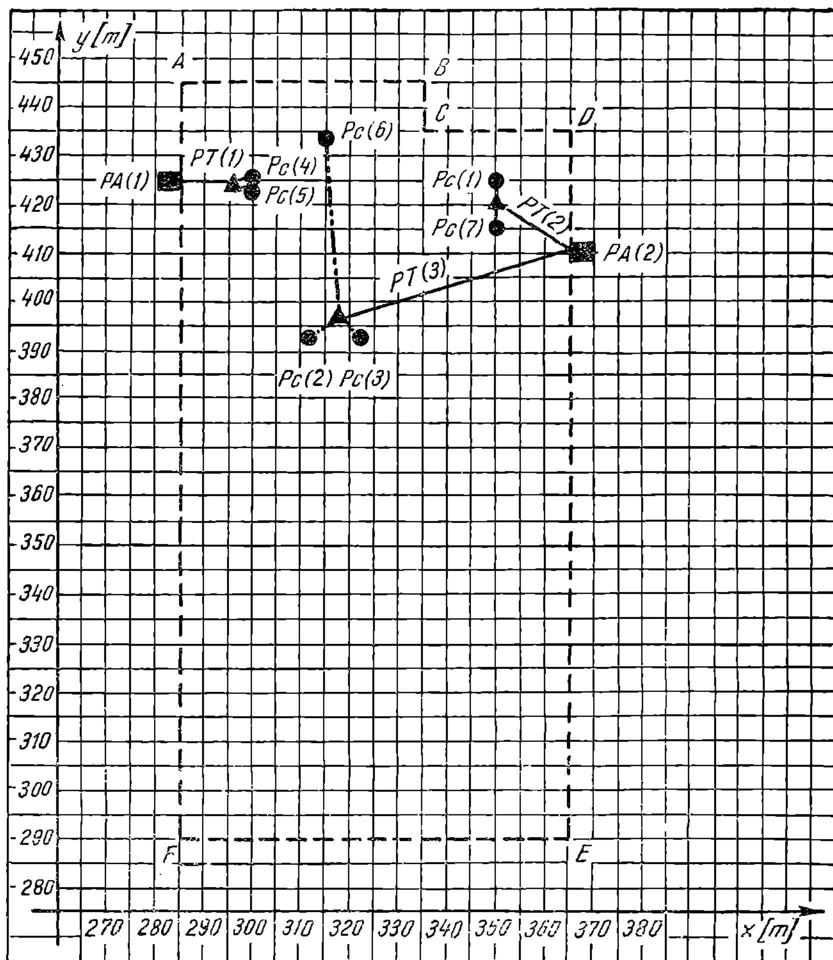


Fig. 5.2.12. Schema şi amplasarea optimă a posturilor de transformare şi a punctelor de alimentare pentru combinatul industrial.

REZOLVARE:

Se realizează mai întîi amplasare optimă a posturilor de transformare.

Se atribuie iniţial nişte valori arbitrare pentru coordonatele posturilor de transformare (tabel 5.2.18).

Se calculează apoi toate distanţele de la posturile de transformare PT la punctele de consum k cu relaţia (5.1.19). Aceste distanţe se prezintă în tabelul 5.2.19.

Tabelul 5.2.18

Coordonatele inițiale ale PT

	1	2	3
x_p [m]	300	350	315
y_p [m]	424,5	420	420

Tabelul 5.2.19

Distanțele d_k, dintre punctele de consum și posturile de transformare [m]

	1	2	3	4	5	6	7
1	50	33,7	38,4	0,5	0,5	17,8	50,7
2	5	46,6	38,9	50,2	50,1	37,7	4
3	35,4	27,2	27,9	15,8	15,5	14	35,2

Se ordonează crescător aceste distanțe (tabelul 5.2.20).

Deoarece sînt șapte consumatori, iar fiecare dintre ei poate fi alimentat de la oricare dintre cele trei posturi de transformare, rezultă 21 distanțe posi-

Tabelul 5.2.20

Distanțele posturilor de transformare

Nr crt.	1	2	3	4	5	6	7
Distanța d_k [m]	$d_{41} = 0,5$	$d_{51} = 0,5$	$d_{72} = 4$	$d_{12} = 5$	$d_{63} = 14$	$d_{53}= 15,5$	$d_{43}= 15,8$

8	9	10	11	12	13	14	15
$d_{61}= 17,8$	$d_{23}= 27,2$	$d_{33}= 27,9$	$d_{21}= 35,2$	$d_{73}= 35,2$	$d_{13}= 35,4$	$d_{62}= 37,7$	$d_{31}= 38,4$

16	17	18	19	20	21
$d_{32}= 38,9$	$d_{22}= 46,6$	$d_{11}= 50$	$d_{52}= 50,1$	$d_{42}= 50,2$	$d_{71}= 50,7$

bile între consumatori și PT. S-a impus însă condiția ca fiecare consumator să fie alimentat numai dintr-un singur PT. În aceste condiții din cele 21 de distanțe trebuie selectate primele opt distanțe care, avînd cele mai mici valori, nu respectă restricția (5.1.18). Într-adevăr, consumatorii *4*, *5* și *6* apar alimentați din cîte două posturi de transformare :

— consumatorul *4* din PT_1 ($d_{41} = 0{,}5$ m) și PT_3 ($d_{43} = 15{,}8$ m) ;
— consumatorul *5* din PT_1 ($d_{51} = 0{,}5$ m) și PT_3 ($d_{53} = 15{,}5$ m) ;
— consumatorul *6* din PT_3 ($d_{63} = 14$ m) și PT_1 ($d_{61} = 17{,}8$ m).

Se rețin pentru acești consumatori distanțele mai mici, iar celelalte distanțe se așază la sfîrșitul listei de distanțe (tabelul 5.2.20), urmînd ca locul lor să fie luat de următoarele distanțe din tabel. În cazul considerat aceste distanțe sînt : d_{23}, d_{33} și d_{21}.

Și în acest caz se constată că consumatorul *2* apare alimentat și din PT_3 și din PT_1. Se reține alimentarea pe calea cea mai scurtă, cealaltă distanță se trece la sfîrșitul listei de distanțe ș.a.m.d. Se obține la finalul acestui prim pas iterativ următoarea repartiție a consumatorilor pe posturile de transformare (tabelul 5.2.21).

Tabelul 5.2.21

Repartiția consumatorilor pe posturile de transformare și distanțele pînă la acestea [m]

Consumatorul / Postul	1/200	2/250	3/250	4/350	5/350	6/120	7/200
1/2 × 400				0,5	0,5		
2/2 × 250	5						4
3/3 × 250		27,2	27,9			14	

Repartiția din tabelul 5.2.21 respectă condiția restrictivă (5.1.19).

Pentru această repartiție (sectorizare) se calculează funcția obiectiv (5.1.22). Se obține :

$$M^{1,1} = \sum_{l=1}^{3} \sum_{k=1}^{7} P_c(k) d_{kl} =$$

$$= 0{,}5 \cdot 350 \cdot 2 + 5 \cdot 200 + 4 \cdot 200 + 250(27{,}2 + 27{,}9) = 17\,675 \text{ kW} \cdot \text{m}.$$

Urmează pasul iterativ 2, în cadrul căruia pentru sectoarele determinate în cadrul pasului 1 se determină noua poziție a postului de transformare. Se aplică relația (5.1.23) și se obține :

$$x_p(1) = \frac{\frac{350}{0{,}5} 300 + \frac{350}{0{,}5} 300}{2 \frac{350}{0{,}5}} = 300 \text{ m};$$

$$y_p(1) = \frac{\frac{350}{0{,}5}(425 + 424)}{2 \cdot 700} = 424{,}5 \text{ m}.$$

Procedîndu-se în mod similar se găsește : $x_p(2) = 340$ m ; $y_p(2) = 420$ m ; $x_p(3) = 316{,}3$ m ; $y_p(3) = 406{,}5$ m.

Cu aceste noi coordonate ale posturilor de transformare se începe din nou pasul 1. Rezultatele obținute după patru iterații, cînd valoarea funcției obiective și-a atins minimul, sînt prezentate în tabelele 5.2.22 și 5.2.23.

Tabelul 5.2.22

Gruparea optimă a punctelor de consum pe posturile de transformare [m]

Consumator / Post	1/200	2/250	3/250	4/350	5/350	6/125	7/200
1/2×400				0,5	0,5		
2/2×250	4,6						4,4
3/3×250		4,9	5,5			39,6	

Tabelul 5.2.23

Coordonatele optimizate ale posturilor de transformare

Postul / Coordonatele	1/2 × 400 kVA	2/2 × 250 kVA	3/3 × 250 kVA
x_p [m]	300	350	316,7
y_p [m]	424,5	420,4	394,4

Presupunîndu-se că din calculul tehnico-economic al variantelor a rezultat că posturile de transformare se alimentează din două puncte de alimentare (*PA*), se pune problema găsirii amplasării optime a acestora. Restricția suplimentară care intervine este ca punctele de alimentare să fie în afara incintei industriale. Rezultatele obținute prin aplicarea aceluiași algoritm sînt prezentate în tabelele 5.2.24 și 5.2.25.

Tabelul 5.2.24

Coordonatele optimizate ale punctelor de alimentare

Punct de alimentare / Coordonatele	1/3 × 400	2/2 × 630
x_a [m]	285	365
y_a [m]	424,5	411,3

Tabelul 5.2.25

Gruparea optimă a PT pe PA şi distanţele pînă la acestea [m]

Punct de alimentare \ Post de transformare	1/2 x 400	2/2 x 250	3/3 x 250
1/3 x 400	15		
2/2 x 630		17,5	51,1

Rezultatele obţinute sînt reprezentate grafic în fig. 5.2.12 (vezi pag. 234).

BIBLIOGRAFIE

1. PE 124/78. **Normativ privind alimentarea cu energie electrică a consumatorilor industriali şi similari**, M.E.E., Bucureşti, 1978.
2. PE 011/83. **Normativ privind calculul comparativ tehnico-economic la instalaţiile de producere, transport şi distribuţie a energiei electrice şi termice**, M.E.E., Bucureşti, 1983.
3. PE 013/78. **Normativ privind siguranţa în funcţionare a instalaţiilor energetice**, M.E.E., Bucureşti, 1978.
4. Iordănescu, I., Iacobescu, Gh. **Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor**, E.D.P., Bucureşti, 1979.
5. Albert, H., Florea, I., Iordănescu, I. **Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale**, E.T., Bucureşti, 1974.
6. Nitu, V. I. ş.a. **Fiabilitatea instalaţiilor energetice**, Culegere de probleme pentru energeticieni, E.T., Bucureşti, 1974.
7. Nitu, V. I., Ionescu, C., **Fiabilitate în energetică**, E.D.P., Bucureşti, 1980.
8. Eftimie, C., Soare, D. **Fiabilitatea sistemelor de distribuţie electroenergetice industriale**, E.T., Bucureşti, 1979.
9. Crişciu, H., **Contribuţii la calculul reţelelor electrice cu ajutorul calculatoarelor electronice**, Teză de doctorat, Bucureşti, 1979.

6. SCURTCIRCUITE ÎN REȚELELE ELECTRICE

6.1. INDICAȚII TEORETICE

În rețelele electrice, scrurtcircuitele sînt produse, în general, prin deteriorarea izolației dintre faze sau dintre faze și pămînt, ca urmare a solicitării acesteia la tensiunea nominală sau la supratensiuni. Ele produc curenți cu intensități mari și căderi de tensiune importante, care perturbă funcționarea normală a instalațiilor electrice de la consumatorii de energie. Clasificarea lor se poate face în două grupe și anume : *simetrice*, reprezentate prin scurtcircuitul trifazat și *nesimetrice*, corespunzătoare scurtcircuitelor monofazate și bifazate, cu sau fără punere la pămînt.

6.1.1. SCURTCIRCUITUL TRIFAZAT

Acest tip de defect, prin consecințele sale, este cel mai grav, din cauza intensităților mari de curent, pe care le produce. Din această cauză, curenții de scurtcircuit trifazat se iau ca bază pentru verificările termice și electrodinamice ale echipamentelor electrice, pentru alegerea schemelor de conexiuni ale centralelor și stațiilor electrice, precum și pentru proiectarea și verificarea protecției prin relee și a automatizărilor.

Intensitatea și variația în timp a curentului de scurtcircuit trifazat depind de locul de defect în raport cu sursele generatoare și de faptul că acestea sînt echipate sau nu cu regulator automat de tensiune (RAT). Dacă scurtcircuitul este situat la o distanță electrică mare în raport cu sursa generatoare, *reacția statorică* la scurtcircuit a acesteia este redusă, fapt care face ca *demagnetizarea* ei să fie neglijabilă, iar *tensiunea la borne* să rămînă practic cea dinaintea momentului producerii defectului. În schema echivalentă de calcul a curentului de scurtcircuit, generatorul va fi considerat printr-o reactanță proprie practic nulă și o *tensiune la borne cu amplitudine constantă*. O astfel de sursă

generatoare se spune că este de *putere infinită*; aceste condiții sînt realizate practic cînd reactanța sursei este cel mult 10—15% din reactanța totală a locului de scurtcircuit.

Dacă distanța electrică a locului de scurtcircuit scade, *reacția statorică* la scurtcircuit a mașinii crește și *demagnetizarea* ei se intensifică; acest fapt conduce la micșorarea tensiunii la borne și generatorul nu mai poate fi caracterizat printr-o tensiune la borne cu amplitudine constantă, iar reactanța sa are o valoare care variază de-a lungul procesului tranzitoriu de scurtcircuit și care depinde de tipul constructiv și de înfășurările dispuse pe rotor. În aceste condiții, în schema echivalentă de calcul a curentului de scurtcircuit, generatorul va fi introdus prin mărimi independente de condițiile exterioare, care să permită aprecierea trecerii bruște de la un regim la altul; ele sînt *reactanțele, tranzitorie* și *supratranzitorie*, în spatele cărora se conectează *tensiunile electromotoare, tranzitorie* și *supratranzitorie*. Aceste mărimi convenționale de calcul își păstrează, în momentul producerii defectului, valorile precedente, nefiind influențate de condițiile exterioare din rețea. Sursele generatoare respective se pot considera că sînt de *putere finită* și ele pot fi echipate sau nu cu înfășurare de amortizare și cu R.A.T.

6.1.1.1. VARIAȚIA CURENTULUI DE SCURTCIRCUIT TRIFAZAT PRODUS DE O SURSĂ DE PUTERE INFINITĂ

Curentul de scurtcircuit trifazat (i_k) are în perioada procesului tranzitoriu, două componente și anume, una *periodică* (i_p) și alta *aperiodică*, (i_a) adică:

$$i_k = i_p + i_a. \tag{6.1.1}$$

În cazul sursei de putere infinită, *componenta periodică* rămîne constantă ca amplitudine și se calculează cu relația:

$$i_p = \frac{\hat{U}}{Z_k}\sin(\omega t + \psi - \varphi_k) = \hat{I}_p \sin(\omega t + \psi - \varphi_k), \tag{6.1.2}$$

în care:

Z_k este modulul impedanței de scurtcircuit;

ψ — unghiul de fază inițială a tensiunii în momentul apariției scurtcircuitului;

φ_k — argumentul impedanței complexe de scurtcircuit sau unghiul de defazaj al curentului de scurtcircuit față de tensiune.

Componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit este de formă exponențială și se calculează cu relația:

$$i_a = I_{a_0} \mathrm{e}^{-t/T_a} \tag{6.1.3}$$

în care:

I_{a_0} este valoarea ei inițială în momentul producerii defectului;

$T_a = \frac{L_k}{R_k} = \frac{X_k}{\omega R_k}$ — constanta de timp a amortizării.

Valoarea inițială a componentei aperiodice se calculează ținîndu-se seama că *într-un circuit inductiv curentul rămîne nemodificat în momentul apariției*

unei perturbații a regimului de funcționare. În aceste condiții se poate scrie că :

$$I_{a_0} = i_0 - i_{p_0} = \hat{I}\sin(\psi - \varphi) - \hat{I}_p \sin(\psi - \varphi_k), \qquad (6.1.4)$$

în care :

$i_0 = \hat{I}\sin(\psi - \varphi)$ este curentul de regim permanent, în momentul producerii defectului, considerat ca moment inițial ($t = 0$) ;

$i_{p_0} = \hat{I}\sin(\psi - \varphi_k)$ — componenta periodică a curentului de scurtcircuit în același moment.

Curentul total de scurtcircuit trifazat are valoarea :

$$i_k = i_p + i_a = \hat{I}_p \sin(\omega t + \psi - \varphi_k) + [\hat{I}\sin(\psi - \varphi) - I_p \sin(\psi - \varphi_k)]e^{-t/T_a} \qquad (6.1.5)$$

care depinde de *momentul producerii defectului*, adică de valoarea instantanee a curentului de regim permanent la $t = 0$ și de *unghiul de fază inițială* ψ al tensiunii. Condițiile cele mai grele în care se poate produce defectul au loc cînd la $t = 0$, $i = 0$ și $\psi = 0$. În acest caz, dacă se consideră $\varphi_k \approx 90°$ se obține :

$$i_{a_0} = (I_{a_0})_{max} = \hat{I}_p \text{ și } i_{k_{max}} = \hat{I}_p(e^{-\frac{t}{T_a}} - \cos \omega t). \qquad (6.1.6)$$

Pentru alte condiții inițiale curentul total de scurtcircuit este de forma (6.1.5.).

În figura 6.1.1 este reprezentată variația curentului total de scurtcircuit pentru cele două situații, cu ajutorul cărora se definesc următoarele mărimi caracteristice :

a) *Curentul de șoc la scurtcircuit* corespunde amplitudinii primei alternanțe a curentului total de scurtcircuit și este exprimat de relația :

$$i_{șoc} = \hat{I}_p(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}) = k_{șoc}\cdot\hat{I}_p, \qquad (6.1.7)$$

în care factorul $(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}})$ reprezintă *coeficientul de șoc la scurtcircuit* ; el variază între valorile 1 și 2, după cum $T_a = 0$ (circuit pur rezistiv) sau $T_a = \infty$ (circuit pur inductiv).

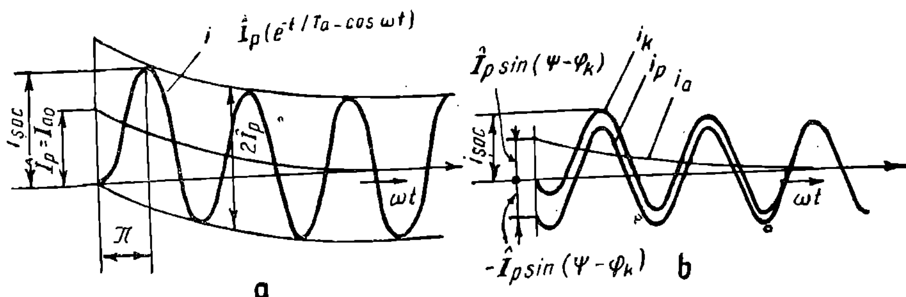


Fig. 6.1.1. Variația curentului de scurtcircuit trifazat alimentat de o sursă generatoare de putere infinită :
a — pentru condiții inițiale : la $t=0$; $i=0$ și $\psi=0$; $\varphi_k \approx 90°$; *b* — pentru condiții inițiale diferite : la $t=0$; $i \neq 0$; $\psi = 0$; $\varphi_k \approx 90°$.

În cazul rețelelor de înaltă tensiune cu structura normală, constanta de timp variază între $4 \cdot 10^{-2}$ s și $7 \cdot 10^{-2}$ s ; pentru o constantă de timp egală cu $4{,}5 \cdot 10^{-2}$ s, recomandată de IEC se determină un coeficient de șoc la scurtcircuit de 1,8, iar relația (6.1.7), în aceste condiții, devine :

$$i_{şoc} = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 I_p = 2{,}55 I_p. \tag{6.1.8}$$

b) *Valoarea efectivă a curentului de șoc la scurtcircuit* corespunde primei semiperioade după producerea defectului și se calculează efectuîndu-se media pătratică a componentelor, periodică și aperiodică, în care aceasta din urmă se consideră constantă. Pentru rețele de înaltă tensiune cu structură normală, pentru care $k_{şoc} \approx 1{,}8$, valoarea efectivă a curentului de șoc la scurtcircuit se poate pune sub forma :

$$I_{şoc} = I_p \sqrt{1 + 2(k_{şoc} - 1)^2} = 1{,}52 I_p. \tag{6.1.9}$$

c) *Componenta periodică a curentului de scurtcircuit* reprezintă curentul stabilizat de scurtcircuit, a cărei valoare efectivă se determină cu relația :

$$I_p = I_{k\infty} = \frac{U_{med}}{\sqrt{3}\,\sqrt{R_k^2 + X_k^2}}, \tag{6.1.10}$$

în care U_{med} reprezintă tensiunea prizei mediane a transformatorului din rețeaua avariată.

În rețelele de joasă tensiune ($U_n < 1\,000$ V) sau în rețelele de medie tensiune de 6—20 kV, aeriene și subterane, coeficientul mediu de șoc la scurtcircuit este mai mic decît 1,8, ca urmare a influenței rezistenței elementelor rețelei. În aceste situații, se recomandă fie calculul exact al coeficientului de șoc la scurtcircuit, fie considerarea următoarelor valori :

— $k_{şoc} \approx 1{,}5$, pentru scurtcircuite din punctele îndepărtate ale rețelei de distribuție de joasă tensiune ;

— $k_{şoc} \approx 1{,}3$, pentru scurtcircuitele de la tablourile de joasă tensiune ale transformatoarelor de $(100 \div 320)$ kVA ;

— $k_{şoc} \approx 1{,}1 \ldots 1{,}2$, pentru scurtcircuitele din punctele îndepărtate ale rețelelor subterane.

Dacă scurtcircuitul trifazat are loc pe barele unui motor asincron, acesta contribuie, în primele momente, la alimentarea defectului, datorită energiei înmagazinate în inductivitatea lui, iar expresia curentului de șoc la scurtcircuit se recomandă să se modifice sub forma :

$$i_{şoc} = \sqrt{2}\,(k_{şoc} I_p + 6{,}5 I_n) \tag{6.1.11}$$

în care I_n reprezintă curentul nominal al motorului.

6.1.1.2. VARIAȚIA CURENTULUI DE SCURTCIRCUIT TRIFAZAT PRODUS DE O SURSĂ DE PUTERE FINITĂ

Indiferent de faptul că sursa de putere finită este sau nu echipată cu înfășurare de amortizare, curentul de scurtcircuit trifazat este reprezentat prin aceeași relație generală (6.1.1), în care componenta periodică are o expresie mai complicată.

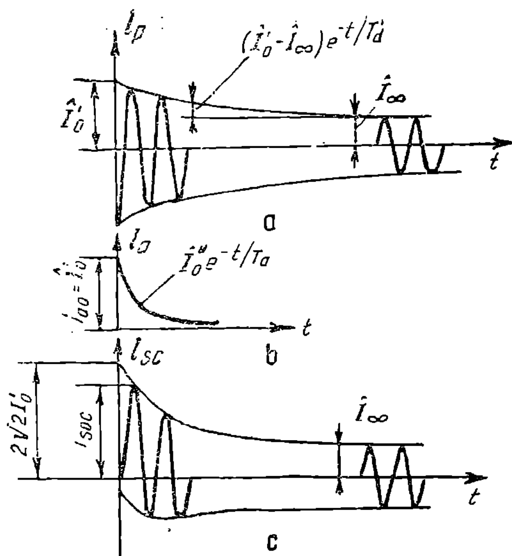


Fig. 6.1.2. Variația curentului de scurtcircuit trifazat alimentat de o sursă generatoare de putere finită, fără înfășurare de amortizare, trasată pentru condițiile inițiale: la $t=0$; $i=0$; $\varphi=0$; $\psi_k \approx 90°$:

a — componenta periodică a curentului de scurtcircuit; *b* — componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit; *c* — curentul de scurtcircuit.

Dacă sursa nu este echipată cu înfășurare de amortizare, curentul de scurtcircuit trifazat este dat de relația:

$$i_k = i_p + i_a = [\hat{I}_\infty + (\hat{I}_0' - \hat{I}_\infty)e^{-t/T_d'}]\sin(\omega t + \psi - \varphi_k) + I_{a_0}e^{-t/T_a}, \quad (6.1.12)$$

care pentru condițiile inițiale $i = 0$ și $\psi = 0$ și pentru $\varphi_k \approx 90°$, devine:

$$i_{k\ max} = I_{a_0}e^{-t/T_a} - [\hat{I}_\infty + (\hat{I}_0' - I_\infty)e^{-t/T_d'}]\cos \omega t, \quad (6.1.13)$$

unde:

I_∞ este amplitudinea curentului permanent de scurtcircuit, calculat cu relația (6.1.10);

$\hat{I}_0'$ — amplitudinea componentei periodice a curentului de scurtcircuit, în primă semiperioadă;

T_d' — constanta de timp a amortizării componentei periodice corespunzătoare reactanței tranzitorii a mașinii sincrone.

În figura 6.1.2 este reprezentată variația în timp a curentului de scurtcircuit și a componentelor sale, din care se observă că în perioada regimului tranzitoriu, *componenta periodică* este exponențial descrescătoare. Valoarea efectivă a acestei componente pe prima semiperioadă se numește *curent tranzitoriu de scurtcircuit*, care se calculează cu relația:

$$I_0' = \frac{E'}{X_d' + X_k} = \alpha' \frac{U_{med}}{\sqrt{3}(X_d' + X_k)} \quad (6.1.14)$$

în care:

$E' = \alpha' \dfrac{U_{med}}{\sqrt{3}}$ este tensiunea electromotoare tranzitorie, conectată în spatele reactanței tranzitorii longitudinale X_d';

$X'_d = X\sigma + \frac{X_{\sigma e} \cdot X_{ad}}{X_{\sigma e} + X_{ad}}$ — reactanța tranzitorie după axa longitudinală, mărime tabelată și specifică generatorului, care corespunde momentului inițial al producerii defectului ;

X_σ — reactanța de scăpări a înfășurării statorice ;

X_{σ_e} — reactanța de scăpări a înfășurării de excitație ;

X_{ad} — reactanța de cuplaj după axa longitudinală dintre înfășurarea statorică și cea de excitație ;

X_k — reactanța de scurtcircuit între barele generatorului și locul de defect ;

$\alpha' > 1$ — coeficient supraunitar a cărei valoare depinde de tipul constructiv al mașinii (cu poli aparenți sau înecați) și de distanța de scurtcircuit ; în medie, se poate lua $\alpha' = 1{,}1$, care va fi aplicat totdeauna în cazul scurtcircuitului la bornele generatorului.

Constanta de timp T'_d este o mărime caracteristică fiecărui tip de generator ; ea se exprimă prin relația :

$$T'_d = T'_{d_0} \cdot \frac{X'_d}{X_d}, \tag{6.1.15}$$

în care :

R_e este rezistența înfășurării de excitație ;

$X_d = X_\sigma + X_{ad}$ — reactanța sincronă a generatorului după axa longitudinală care este indicată de constructor ;

T'_{d_0} — constanta de timp tranzitorie a amortizării la mersul în gol al generatorului.

Componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit se amortizează cu constanta de timp T_a. În momentul inițial și în condițiile $i_0 = 0$ și $\psi = 0$ se determină $I_{a_0} = \hat{I}'_0$, așa cum rezultă din relația (6.1.13).

Curentul de șoc la scurtcircuit se calculează din relația (6.1.13) în prima semiperioadă, adică după $t = 0{,}01$ s și are valoarea :

$$i_{șoc} = \hat{I}'_0 (e^{-0{,}01/T_a} + e^{-0{,}01/T'_d}) + \hat{I}_\infty(1 - e^{-0{,}01/T'_d}). \tag{6.1.16}$$

Coeficientul de șoc la scurtcircuit nu se mai definește așa de ușor, deoarece el este funcție de două constante de timp. Însă, conform valorilor orientative ale constantelor de timp, date în tabelul 6.1.1, $T'_d > T_a$ și exponențiala $e^{-0{,}01/T'_d}$ se apropie mai repede de valoarea unitară decît $e^{-0{,}01/T_a}$. În aceste condiții, cea de-a doua paranteză din (6.1.16) tinde către zero, iar curentul de șoc la scurtcircuit, pentru o rețea de înaltă tensiune de construcție normală, se poate calcula cu o relație de forma (6.1.7), cu observația că, în acest caz, se introduce în locul componentei periodice cu amplitudine constantă, curentul tranzitoriu de scurtcircuit, adică :

$$i_{șoc} \approx 1{,}8 \sqrt{2}\, I'_0 = 2{,}55 I'_0. \tag{6.1.17}$$

Valoarea efectivă a curentului de șoc la scurtcircuit se calculează de asemenea cu o relație de forma (6.1.9), introducîndu-se I'_0 în loc de I_p.

Valori uzuale ale parametrilor maşinii sincrone

Parametrii	Turbogeneratoare bipolare	Hidrogeneratoare cu înfăşurare de amortizare	Motoare sincrone
x_d [u.r.]	1,10 (0,95–1,45)	1,15 (0,60–1,45)	1,8 (1,5 –2,2)
x_q [u.r.]	1,07 (0,92–1,47)	0,75 (0,40–1,00)	1,15 (0,95–1,4)
x_d'' [u.r.]	0,155 (0,12–0,21)	0,37 (0,20–0,50)	0,40 (0,30–0,60)
x_d' [u.r.]	0,09 (0,07–0,14)	0,24 (0,14–0,35)	0,25 (0,18–0,38)
x_q'' [u.r.]	0,10 (0,08–0,15)	0,24 (0,13–0,35)	0,24 (0,17–0,37)
x_e [u.r.]	0,015–0,08	0,02 –0,20	0,02 –0,15
r_s [u.r.]	0,003–0,008	0,003–0,008	0,004–0,01
T_{d0}' [s]	4,4 (2,8 –6,2)	5,6 (1,5–9,5)	9 (6,0–11,5)
T_d' [s]	0,6 (0,35–0,90)	1,8 (0,5 –3,3)	2 (1,2–2,8)
T_d'' [s]	0,035 (0,02–0,05)	0,055 (0,01–0,05)	0,035 (0,02–0,05)
T_a [s]	0,09 (0,04–0,15)	0,15 (0,03–0,25)	0,17 (0,1–0,3)

Dacă maşina este echipată *cu înfăşurare de amortizare*, expresia curentului total de scurtcircuit este :

$$i_k = i_p + i_a = [\hat{I}_\infty + (\hat{I}_0' - \hat{I}_\infty)e^{-t/T_d'} + (\hat{I}_0'' - \hat{I}_0')e^{-t/T_d''}] \sin(\omega t + \psi - \varphi_k) + I_{a_0} e^{-t/T_a}, \quad (6.1.18)$$

care, pentru condiţiile iniţiale $i = 0$, $\psi = 0$ şi $\varphi_k \approx 90°$, devine :

$$i_{k\ max} = I_{a_0}e^{-t/T_a} - [\hat{I}_\infty + (\hat{I}_0' - \hat{I}_\infty)e^{-t/T_d'} + (\hat{I}_0'' - \hat{I}_\infty)e^{-t/T_d''}] \cos \omega t. \quad (6.1.19)$$

unde :

$\hat{I}_0''$ este amplitudinea componentei periodice a curentului de scurtcircuit în prima semiperioadă după apariţia defectului ;

T_d'' — constanta de timp a amortizării componentei periodice, corespunzătoare reactanţei supratranzitorii a maşinii.

În figura 6.1.3 este indicată variaţia în timp a curentului de scurtcircuit şi a componentelor sale. Se constată de asemenea că componenta periodică este exponenţial descrescătoare ca în figura 6.1.2, însă variaţia ei, în etapa iniţială, este mai mare, din cauza prezenţei înfăşurării de amortizare.

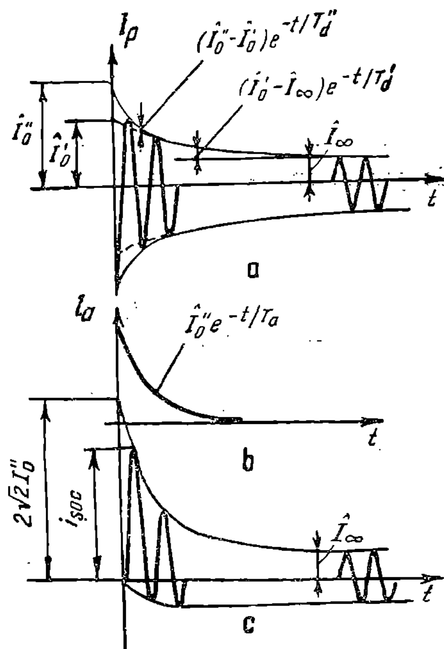


Fig. 6.1.3. Variaţia curentului de scurtcircuit trifazat alimentat de o sursă generatoare de putere finită, prevăzută cu înfăşurare de amortizare, trasată pentru condiţiile iniţiale : la $t=0$; $i=0$; $\psi=0$; $\varphi_k \approx 90°$:

a — componenta periodică a curentului de scurtcircuit ; *b* — componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit ; *c* — curentul de scurtcircuit.

Valoarea efectivă a componentei periodice, în prima semiperioadă, se numeşte *curent supratranzitoriu de scurtcircuit* şi se calculează cu relaţia :

$$I_0'' = \frac{E''}{X_d'' + X_k} = \alpha'' \frac{U_{med}}{\sqrt{3}\,(X_d'' + X_k)}\,, \tag{6.1.20}$$

în care :

E'' este tensiunea electromotoare supratranzitorie, conectată în spatele reactanţei supratranzitorii longitudinale, X_d'';

$X_d'' = X_\sigma + \dfrac{X_{\sigma e}\cdot X_{ad}\cdot X_{\sigma ad}}{X_{\sigma e}\cdot X_{ad} + X_{\sigma e}\cdot X_{\sigma ad} + X_{\sigma ad}\cdot X_{ad}}$ — reactanţa supratranzitorie a maşinii, după axa longitudinală, indicată de constructor, caracteristică fiecărui tip de generator ;

$X_{\sigma ad}$ — reactanţa de cuplaj dintre înfăşurarea de amortizare şi cea statorică, după axa longitudinală ;

α'' — coeficient supraunitar, a cărei valoare depinde de tipul constructiv al generatorului şi de distanţa electrică a locului de scurtcircuit ; se recomandă o valoare medie $\alpha''=1{,}05-1{,}10$.

Constanta de timp este de asemenea o mărime caracteristică fiecărui tip de generator, care se calculează cu relaţia :

$$T_d'' = T_{d_0}'' \frac{X_d''}{X_d'}\tag{6.1.21}$$

în care :

R_{ad} este rezistenţa înfăşurării de amortizare după axa longitudinală ;

T_{d_0}'' — constanta de timp supratranzitorie a amortizării la mersul în gol al maşinii.

Componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit se amortizează cu constanta de timp T_a ; valoarea ei iniţială, se determină din relaţia (6.1.19) şi este egală cu amplitudinea curentului supratranzitoriu de scurtcircuit $(I_{a_0} = \hat{I}_0'')$.

Curentul de şoc la scurtcircuit are valoarea :

$$i_{şoc} = \hat{I}_0''(\mathrm{e}^{-0{,}01/T_a} + \mathrm{e}^{-0{,}01/T_a}) + \hat{I}_0'(\mathrm{e}^{-0{,}01/T_d'} - \mathrm{e}^{-0{,}01/T_d''}) + \\ + I_\infty(1 - \mathrm{e}^{-0{,}01/T_d'})\tag{6.1.22}$$

Expresia aceasta se poate simplifica ţinîndu-se seamă că $T_d'' \ll T_d'$ şi $T_d' > T_a$, reducîndu-se astfel la o relaţie de forma (6.1.7), în care se introduce curentul supratranzitoriu de scurtcircuit, adică :

$$i_{şoc} \approx 1{,}8\sqrt{2}\,I_0'' = 2{,}55 I_0''\,.\tag{6.1.23}$$

În mod asemănător se calculează şi valoarea efectivă a curentului de şoc la scurtcircuit cu relaţia (6.1.9), în care se introduce curentul supratranzitoriu de scurtcircuit.

6.1.1.3. STINGEREA PROCESULUI TRANZITORIU ŞI VARIAŢIA REACTANŢEI DE SCURTCIRCUIT A MAŞINII

În figura 6.1.4 este reprezentată variaţia curentului de scurtcircuit în toate cele trei faze ale statorului, precum şi în înfăşurarea de excitaţie, în cadrul căreia au fost notate momentele principale, care explică variaţia reactanţei de scurtcircuit de-a lungul procesului tranzitoriu.

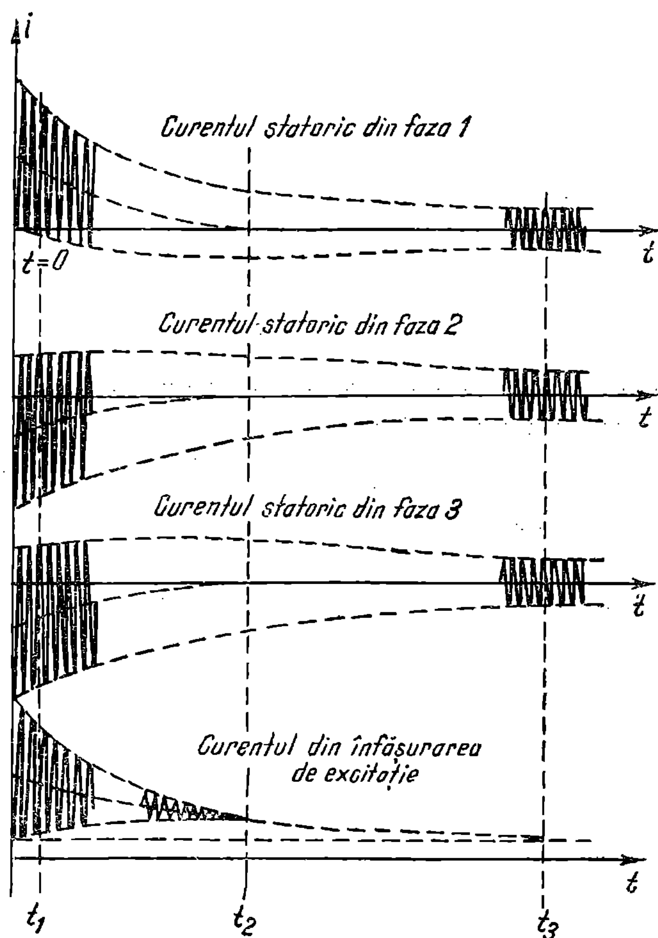


Fig. 6.1.4. Variaţia curentului de scurtcircuit în cele trei faze şi indicarea momentelor caracteristice în variaţia reactanţei de scurtcircuit a maşinii generatoare.

Momentul inițial $t = 0$ — cînd influența componentei de curent periodic amortizat, legată de înfășurarea de amortizare, este maximă — permite determinarea reactanței supratranzitorii. Momentul t_1, în care componenta de curent din aceeași înfășurare este stinsă, permite determinarea reactanței tranzitorii prin extrapolarea exponențialei tangente la componenta periodică a curentului de scurtcircuit în acest punct, pînă la intersecția cu axa ordonatelor, așa cum se indică în figura 6.1.3. Cele două reactanțe pot fi exprimate formal prin raportul dintre tensiunea electromotoare a sursei scurtcircuitate, la mersul în gol și curenții tranzitorii și supratranzitorii de scurtcircuit. Momentul t_2 corespunde stingerii complete a componentei aperiodice de curent din stator, care are drept consecință dispariția fenomenelor periodic amortizate din înfășurarea de excitație. În intervalul $t_2 - t_3$ se amortizează complet și componenta de curent legată de înfășurarea de excitație ; în momentul t_3 se stabilește regimul permanent de scurtcircuit, care permite definirea reactanței sincrone a mașinii generatoare. Ea corespunde numai fluxului de scăpări statoric și celui de reacție statorică la scurtcircuit și se poate determina prin măsurători cu înfășurările de pe rotor deschise.

6.1.1.4. INFLUENȚA REGULATORULUI AUTOMAT DE TENSIUNE ASUPRA VARIAȚIEI CURENTULUI DE SCURTCIRCUIT

Cînd sursele generatoare sînt echipate cu RAT, variația curentului de scurtcircuit se desfășoară ca în figura 6.1.5.

În momentul producerii scurtcircuitului, din cauza inerției fluxurilor magnetice cuplate cu înfășurările, RAT nu intervine și, în consecință, procesul tranzitoriu se desfășoară analog cazurilor prezentate în figurile 6.1.1—6.1.3. Intensitatea curentului supratranzitoriu sau tranzitoriu, precum și a curentului de șoc la scurtcircuit rămîn aceleași, calculîndu-se cu relațiile (6.1.18) și (6.1.24).

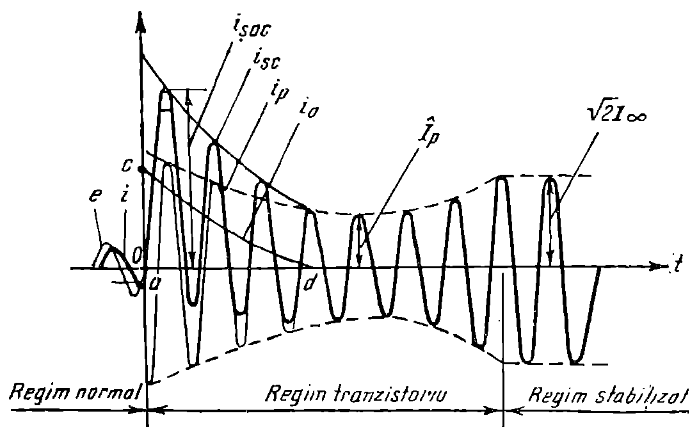


Fig. 6.1.5. Influența regulatorului automat de tensiune asupra variației curentului de scurtcircuit.

Regulatorul automat de tensiune intervine practic după amortizarea componentei aperiodice de curent. Din acest moment, are loc creşterea curentului de excitaţie în scopul menţinerii tensiunii la bornele generatorului. Desfăşurarea procesului în continuare depinde în mare măsură de distanţa electrică a locului de scurtcircuit, în funcţie de care maşina poate funcţiona în următoarele regimuri :

a) *Regimul de tensiune nominală,* cînd distanţa electrică a scurtcircuitului este relativ mare şi readucerea tensiunii generatorului la valoarea nominală se realizează prin creşterea curentului de excitaţie, fără a se atinge *plafonul de excitaţie* sau *curentul limită de excitaţie.*

b) *Regimul de excitaţie limită,* cînd scurtcircuitul este suficient de apropiat şi readucerea tensiunii generatorului la valoarea ei nominală nu se poate realiza, deşi se atinge curentul limită de excitaţie.

Indiferent de regimul de funcţionare al generatorului, simultan cu creşterea curentului de excitaţie şi readucerea tensiunii la borne la o valoare cît mai apropiată de cea nominală, are loc o creştere a curentului statoric, astfel încît curentul de regim permanent de scurtcircuit I_∞, în acest caz, devine mai mare decît cel produs, dacă maşina nu ar fi echipată cu RAT.

6.1.2. SCURTCIRCUITE NESIMETRICE

Curenţii de scurtcircuit nesimetric se calculează cu ajutorul metodei componentelor simetrice şi a schemelor echivalente complexe corespunzătoare fiecărui tip de defect. Pentru simplificare, se consideră că legăturile accidentale dintre faze sau dintre faze şi pămînt au rezistenţe practic egale cu zero, aşa cum se arată în figura 6.1.6. În acelaşi timp, se va neglija în calcule şi rezistenţa reţelei şi cea a arcului electric, care apare, în general, la producerea tuturor scurtcircuitelor.

Pentru indicarea diferitelor tipuri de scurtcircuite nesimetrice, mărimile calculate, curenţi sau tensiuni, vor fi afectate de următorii exponenţi : 1 — pentru scurtcircuit monofazat ; 2 — pentru scurtcircuit bifazat ; 1.1 — pentru scurtcircuit bifazat cu punere la pămînt.

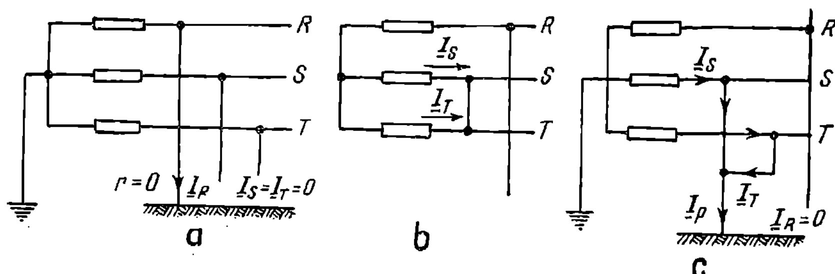


Fig. 6.1.6. Schemele iniţiale de principiu ale scurtcircuitelor nesimetrice : *a* — monofazat ; *b* — bifazat ; *c* — bifazat cu punere la pămînt.

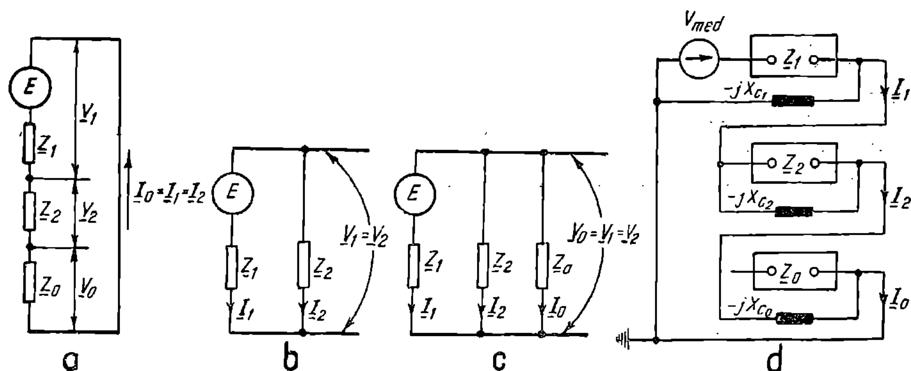


Fig. 6.1.7. Conectarea schemelor de succesiune directă, inversă și homopolară în cazul scurtcircuitelor nesimetrice.

a — scurtcircuit monofazat ; *b* — scurtcircuit bifazat ; *c* — scurtcircuit bifazat cu punere la pămînt ; *d* — punere simplă la pămînt.

6.1.2.1. SCURTCIRCUITUL MONOFAZAT

În acest caz schema echivalentă complexă presupune înserierea celor trei reactanțe de secvență directă X_1, inversă X_2 și homopolară X_0, ca în figura 6.1.7, *a*, iar componentele simetrice de curent, egale ca valoare, se exprimă prin relația :

$$I_1^{(1)} = I_2^{(1)} = I_0^{(1)} = \frac{E''}{X_1 + X_2 + X_0} \cdot \tag{6.1.24}$$

Curentul de scurtcircuit monofazat, determinat pentru defect pe faza R considerată ca fază de referință, este :

$$I_k^{(1)} = 3I_1^{(1)} = 3\frac{E''}{X_1 + X_2 + X_0} \cdot \tag{6.1.25}$$

Tensiunile pe fazele sănătoase, în modul și defazajele corespunzătoare, au valorile :

$$U_S^{(1)} = U_T^{(1)} = \sqrt{3}\, I_1^{(1)} \sqrt{X_0^2 + X_0X_2 + X_2^2}$$

și

$$\operatorname{tg} \varphi_S = \operatorname{tg} \varphi_T = \frac{2X_2 + X_0}{\sqrt{3}\, X_0} \cdot \tag{6.1.26}$$

6.1.2.2. SCURTCIRCUITUL BIFAZAT

În acest caz, schema echivalentă complexă este dată în figura 6.1.7 *b*, iar componentele simetrice de curent, egale și de semn contrar, au valoarea :

$$I_1^{(2)} = \frac{E''}{X_1 + X_2} = -\, I_2^{(2)}. \tag{6.1.27}$$

Curenţii de scurtcircuit bifazat pe fazele S şi T puse în contact sînt de asemenea egali şi de semn contrar, fiind exprimaţi prin relaţia :

$$I_S^{(2)} = -I_T^{(2)} = \sqrt{3}\, I_1^{(2)} = \sqrt{3}\, \frac{E''}{X_1 + X_2}, \tag{6.1.28}$$

iar tensiunile corespunzătoare ale fazelor sînt :

$$U_S^{(2)} = U_T^{(2)} = \frac{U_R^{(2)}}{2} = U_1^{(2)} = X_2 I_1^{(2)}. \tag{6.1.29}$$

6.1.2.3. SCURTCIRCUITUL BIFAZAT CU PUNERE LA PĂMÎNT

Dacă legătura dintre fazele S şi T este pusă şi la pămînt, ca în figura 6.1.6, *c*, atunci reţeaua este afectată de un scurtcircuit bifazat cu punere la pămînt, a cărei schemă echivalentă finală corespunde figurii 6.1.7 *c*. De data aceasta componentele simetrice ale tensiunilor sînt egale între ele şi au valoarea :

$$U_1^{(1.1)} = U_2^{(1.1)} = U_0^{(1.1)} = (X_2 \| X_0) I_1^{(1.1)}, \tag{6.1.30}$$

iar componentele simetrice ale curenţilor sînt definite prin relaţiile :

$$I_1^{(1.1)} = \frac{E''}{X_1 + X_2 \| X_0}; \quad I_2^{(1.1)} = -\frac{X_0}{X_0 + X_2} I_1^{(1.1)}; \quad I_0^{(1.1)} = -\frac{X_2}{X_0 + X_2} I_1^{(1.1)}. \tag{6.1.31}$$

Curenţii de defect şi defazajele respective au modulele egale între ele, adică :

$$I_S^{(1.1)} = I_T^{(1.1)} = \sqrt{3}\, I_1^{(1.1)} \sqrt{1 - \frac{X_0 X_2}{(X_0 + X_2)^2}} \tag{6.1.32}$$

şi

$$\operatorname{tg} \varphi_S = -\operatorname{tg} \varphi_T = -\frac{2X_0 + X_2}{\sqrt{3}\, X_2}.$$

Mărimile electrice — curenţi şi tensiuni — în cazul scurtcircuitelor nesimetrice au fost exprimate în funcţie de curentul de succesiune directă, a cărei relaţie generală de calcul, valabilă pentru orice tip de defect n,

$$I_1^{(n)} = \frac{E''}{X_1 + X_e^{(n)}} \tag{6.1.33}$$

permite să se enunţe următoarea *regulă generală :*

Curentul de succesiune directă pentru oricare tip de scurtcircuit nesimetric poate fi determinat ca un curent de scurtcircuit trifazat într-un punct îndepărtat electric faţă de punctul de scurtcircuit, printr-o reactanţă (impedanţă) suplimentară echivalentă $X_e^{(n)}$ care nu depinde de parametrii schemei echivalente de succesiune directă şi care se calculează, pentru fiecare tip de scurtcircuit, cu ajutorul reactanţelor (impedanţelor) echivalente de succesiune inversă şi homopolară în raport cu punctul considerat în schemă.

Reactanţa echivalentă pentru fiecare tip de scurtcircuit are valoarea :

— pentru scurtcircuitul monofazat : $X_e^{(1)} = X_2 + X_0$;

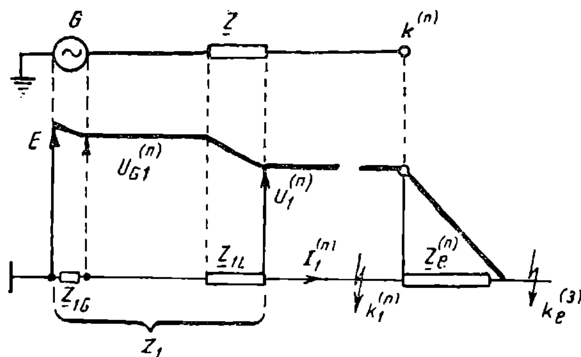


Fig. 6.1.8. Variația tensiunii de secvență directă în cazul scurtcircuitelor nesimetric și trifazat echivalent.

— pentru scurtcircuitul bifazat: $X_e^{(2)} = X_2$;
— pentru scurtcircuitul bifazat cu punere la pămînt: $X_e^{(1.1)} = X_2 \| X_0$;
— pentru scurtcircuitul bifazat: $X_e^{(3)} = 0$.

De asemenea, tensiunea de secvență directă la locul de defect se poate exprima prin produsul dintre reactanța echivalentă $X_e^{(n)}$ și curentul $I_1^{(n)}$, adică:

$$V_1^{(n)} = X_e^{(n)} \cdot I_1^{(n)}. \tag{6.1.34}$$

Semnificația fizică a regulii generale dată mai sus este prezentată în figura 6.1.8, în care se trasează variația tensiunii de la generator pînă la locul de scurtcircuit trifazat echivalent; cu ajutorul acestei figuri se pot deduce imediat relațiile (6.1.33) și (6.1.34).

Curenții de scurtcircuit la locul de defect sînt de asemenea proporționali cu curentul de secvență directă. Modulul lor, la locul unde s-a produs defectul nesimetric, poate fi scris sub forma generală:

$$I_k^{(n)} = m^{(n)} I_1^{(n)} \tag{6.1.35}$$

unde $m^{(n)}$ are următoarele valori:
— pentru scurtcircuitul monofazat: $m^{(1)} = 3$;
— pentru scurtcircuitul bifazat: $m^{(2)} = \sqrt{3}$;
— pentru scurtcircuitul bifazat cu punere la pămînt: $m^{(1.1)} = \sqrt{3\left(1 - \frac{X_0 \cdot X_2}{(X_0 + X_2)^2}\right)}$;
— pentru scurtcircuitul trifazat: $m^{(3)} = 1$.

Dacă se compară valorile reactanțelor suplimentare echivalente rezultă că:

$$X_e^{(1)} > X_e^{(2)} > X_e^{(1.1)} > X_e^{(3)} \equiv 0, \tag{6.1.36}$$

iar intensitățile curenților de succesiune directă și tensiunile de succesiune directă la locul de scurtcircuit, pentru diferite tipuri de scurtcircuite nesimetrice, se află în următoarele raporturi:

$$I_1^{(1)} < I_1^{(2)} < I_1^{(1.1)} < I_1^{(3)}$$

și (6.1.37)

$$V_1^{(1)} > V_1^{(2)} > V_1^{(1.1)} > V_1^{(3)} \equiv 0.$$

6.1.2.4. PUNEREA SIMPLĂ LA PĂMÎNT

Acest tip de defect este determinat de o legătură la pămînt a unei faze într-o rețea cu neutrul izolat și are o schemă echivalentă complexă ca în figura 6.1.7, *d.* Intensitatea curentului de defect, în modul, este dată de relația :

$$I_p = 3I_{1p} = 3\frac{V_{med}}{X_{C_0}} \qquad (6.1.38)$$

în care :

I_{1p} este curentul de succesiune directă în cazul punerii simple la pămînt ;

V_{med} — tensiunea medie pe fază a treptei în care are loc defectul ;

X_{C_0} — reactanța capacitivă echivalentă de succesiune homopolară a tuturor elementelor legate galvanic cu punctul de punere la pămînt.

Tensiunile pe fazele sănătoase se exprimă sub forma :

$$V_B = (a^2 - 1)V_{med}; \quad V_C = (a - 1)V_{med} \qquad (6.1.39)$$

în care s-a ținut seama că $V_1 = -V_0 = V_{med}$ și $V_2 = 0$.

Modulul acestor tensiuni este același, fiind identic cu valoarea tensiunii compuse.

6.1.2.5. DETERMINAREA PARAMETRILOR ELEMENTELOR REȚELEI PENTRU CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

a) *Parametrii rețelei pentru schema echivalentă de secvență directă.* Elementele instalației electrice — generatoare, transformatoare, linii, bobine de reactanță — se vor considera în schema echivalentă de secvență directă, după cum urmează :

Generatoarele electrice prevăzute cu înfășurare de amortizare pot fi caracterizate în momentul inițial al procesului tranzitoriu prin reactanța supratranzitorie după axa longitudinală X''_d și tensiunea electromotoare supratranzitorie E'', conectată în spatele acestei reactanțe. Valoarea procentuală a reactanței x''_d este dată în cataloagele cu caracteristicile mașinilor, iar valoarea ei în ohmi se calculează cu relația :

$$X''_d = \frac{x''_d}{100} \cdot \frac{U_n^2[\text{kV}]}{S_n(\text{MVA})}\ [\Omega], \qquad (6.1.40)$$

în care :

U_n reprezintă tensiunea nominală a rețelei în locul de scurtcircuit.

Dacă mașina nu are înfășurare de amortizare, ea se definește în momentul producerii scurtcircuitului prin reactanța tranzitorie x'_d (tabelată), în spatele căreia se conectează tensiunea electromotoare tranzitorie E'.

În regim normal de funcționare sau de scurtcircuit stabilizat, mașina se definește prin reactanța sincronă după axa longitudinală x_d (tabelată), în spatele căreia se conectează tensiunea electromotoare sincronă corespunzătoare, E.

Transformatoarele electrice se reprezintă în schemele echivalente prin reactanțele de scurtcircuit, a căror valoare a fost indicată în cap. 2.

Liniile electrice se reprezintă prin impedanțele sau reactanțele lor, calculate conform celor indicate în cap. 2.

Bobinele de reactanță se introduc prin reactanțele lor, care se calculează cu relația :

$$X_B = \frac{u_B}{100} \cdot \frac{U_B}{\sqrt{3}\, I_B} = \frac{u_B}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_B},$$

în care :

U_B este tensiunea nominală a bobinei [kV] ;
u_B — căderea de tensiune pe reactanța bobinei [%] (tabelată) ;
S_B — puterea aparentă a bobinei [MVA] ;
I_B — curentul nominal al bobinei [ka].

Cînd se lucrează în unități relative, raportate la o putere de bază, reactanțele diferitelor elemente se calculează cu relațiile :

— pentru generatoare și transformatoare :

$$X_b^* = X_n^* \frac{S_b}{S_n} \qquad (6.1.41)$$

în care $X_n^* = \frac{x_d''}{100}$ la generatoare și $X_n^* = \frac{u_{sc}}{100}$ la transformatoare ;

— pentru linii aeriene și în cablu :

$$X_b^* = X_0 L \frac{S_b}{U_{med}^2}, \qquad (6.1.42)$$

unde :

X_0L este reactanța totală a liniei [Ω] ;
U_{med} — tensiunea medie a treptei la care se conectează linia ;

— pentru bobine de reactanță :

$$X_b^* = X_n^* \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2} = X_n^* \cdot \frac{I_b}{I_n} \cdot \frac{U_n}{U_b} \qquad (6.1.43)$$

unde $X_n^* = \frac{u_B}{100}$ este tabelată și se exprimă, ca și în cazul transformatoarelor, în procente.

Toate aceste elemente calculate corespund atît schemelor echivalente întocmite la calculul curenților de scurtcircuit trifazat, cît și schemelor echivalente de secvență directă întocmite în cazul scurtcircuitelor nesimetrice.

b) *Parametrii rețelei pentru schema echivalentă de secvență inversă.* Reactanțele elementelor componente pasive (transformatoare, linii, bobine) ale rețelei corespunzătoare schemei de secvență inversă sînt egale cu cele de secvență directă.

În cazul generatoarelor, reactanțele inverse sînt mai mari decît cele directe, recomandîndu-se următoarele valori :

$X_i = 1{,}45 X_d'$ — pentru mașini cu poli aparenți fără înfășurări de amortizare ;

$X_i = 1{,}22 X_d''$ — pentru mașini cu înfășurări de amortizare.

Pentru calcule se poate însă considera $X_i \approx X_d''$, mai ales în cazul unor sisteme extinse, aproximația fiind admisibilă.

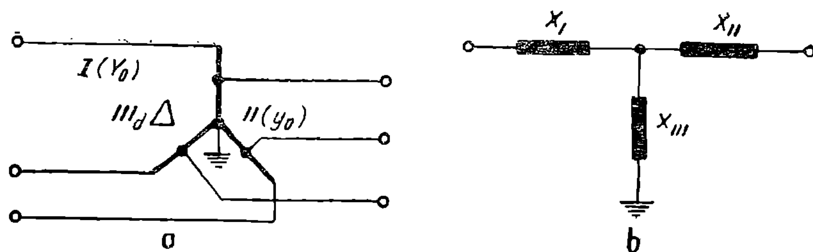


Fig. 6.1.9. Autotransformator cu conexiunea $Y_0/y_0/\Delta$:
a — schema inițială ; *b* — schema echivalentă pentru reactanța homopolară.

c) *Parametrii rețelei pentru schema echivalentă de secvență homopolară.* Reactanțele de secvență homopolară se exprimă în funcție de reactanțele directe. Pentru generatoare însă nu este cazul să se calculeze, deoarece acestea sînt, în general, racordate la înfășurările în triunghi ale transformatoarelor și nu sînt parcurse de curenții homopolari.

În cazul transformatoarelor reactanța homopolară depinde de schema de conexiuni. Astfel :

— pentru transformatoarele cu două înfășurări, cu conexiunea Y_0d, se vor considera egale cu cele de secvență directă ;

— pentru transformatoarele cu trei înfășurări avînd conexiunile Y_0Yd, se vor considera egale cu reactanțele directe dintre înfășurările $Y_0d(X_{13})$;

— pentru transformatoarele cu trei înfășurări, cu conexiunile Y_0Dd, se vor considera egale cu reactanțele directe ale înfășurărilor în stea (I), în serie cu reactanțele directe ale înfășurărilor în triunghi (II și III) legate în paralel ;

— pentru autotransformatoare avînd conexiunea Y_0 și cu înfășurarea terțiară în triunghi (fig. 6.1.9, *a*), reactanța homopolară corespunde schemei echivalente din figura 6.1.9, *b*, în care X_I, X_{II} și X_{III} sînt reactanțele directe ale fiecărei înfășurări.

În cazul liniilor electrice aeriene se indică relațiile de calcul al impedanțelor homopolare, care depind, printre altele, de conductivitatea electrică a solului și de existența conductoarelor de protecție, după cum urmează :

Linie cu simplu circuit fără conductor de protecție :

$$Z_{0_I} = r_c + 0{,}15 + j\,0{,}435 \log \frac{D_p}{\sqrt[3]{r_e \cdot D_m^2}} \quad [\Omega/\text{km}] \qquad (6.1.44)$$

unde :

r_c este rezistența conductorului ;

r_e — raza echivalentă a conductoarelor ($r_e = 0{,}95r$ pentru Ol—Al) ;

$D_p = \frac{2{,}085 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{f \cdot \lambda \cdot 10^{-9}}}$ [m] — distanța medie a conductoarelor față de pămînt ;

λ — conductivitatea solului considerată a fi $10^{-4}\left[\frac{1}{\Omega\text{cm}}\right]$ pentru teren umed și $10^{-5}\left[\frac{1}{\Omega\text{cm}}\right]$ pentru teren uscat.

Linie cu dublu circuit (o fază a unui circuit) *fără conductor de protecție :*

$$Z_{0_{II}} = Z_{0_I} + Z_{0_{I-II}}, \tag{6.1.45}$$

unde :

$$Z_{0_{I-II}} = 0{,}15 + \mathrm{j}\,0{,}435 \log \frac{D_p}{D_{I-II}};$$

$$D_{I-II} = \sqrt[9]{D_{11'} \cdot D_{12'} \cdot D_{13'} \cdot D_{22'} \cdot D_{21'} \cdot D_{23'} \cdot D_{33'} \cdot D_{31'} \cdot D_{32'}}.$$

Pentru o fază a liniei cu dublu circuit, impedanța homopolară echivalentă este :

$$Z_{0_{IIe}} = 0{,}5 Z_{0_{II}}.$$

Linie cu simplu circuit cu un conductor de protecție :

$$Z_{0_{I_p}} = Z_{0_I} - \frac{Z_{0mp}^2}{Z_{0p}}, \tag{6.1.46}$$

unde :

Z_{0p} este impedanța homopolară a conductorului de protecție a cărei valoare este :

$$Z_{0p} = 3r_p + 0{,}15 + \mathrm{j}\,0{,}435 \log \frac{D_p}{r_{ep}}$$

Z_{0mp} — impedanța mutuală de succesiune homopolară dintre conductorul activ și cel de protecție :

$$Z_{0\,mp} = 0{,}15 + \mathrm{j}0{,}435 \log \frac{D_p}{D_{cp}} \quad \left[\frac{\Omega}{\mathrm{km}}\right];$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{1p} \cdot D_{2p} \cdot D_{3p}}.$$

În figura 6.1.10 se reprezintă schema echivalentă corespunzătoare notațiilor din relația (6.1.46).

Linie cu dublu circuit cu un conductor de protecție (fig. 6.11, *a*).

În figura 6.1.11, *b* se indică schema echivalentă și mărimile care intervin în relația de definiție a impedanței homopolare echivalente :

$$Z_{0_{I-IIe}} = Z_{0_A} + \frac{Z_{0_B} \cdot Z_{0_C}}{Z_{0_B} + Z_{0_C}} \tag{6.1.47}$$

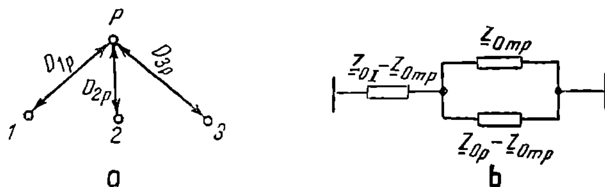


Fig. 6.1.10. Linie aeriană simplă cu conductor de protecție :

a — schema inițială ; *b* — schema de calcul a reactanței homopolare.

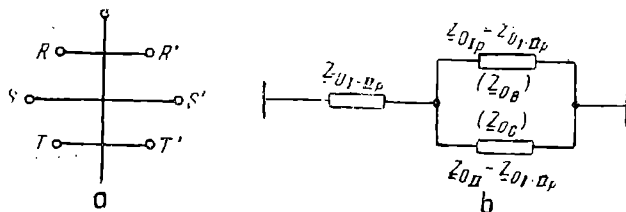


Fig. 6.1.11. Linie aeriană dublă cu conductor de protecție :
a — schema inițială ; *b* — schema de calcul a reactanței homopolare.

în care :

$$Z_{0_A} = Z_{0_{I-IIp}} = Z_{0_{I-II}} - \frac{Z_{0_{I-II}} \cdot Z_{0_{mpII}}}{Z_{0p}}$$

$$Z_{0_B} = Z_{0_{Ip}} - Z_{0_{I-IIp}}$$

$$Z_{0_{pI}} = Z_{0_I} - \frac{Z^2_{0mpI}}{Z_{0p}} \qquad (6.1.48)$$

$$Z_{0_{pII}} = Z_{0II} - \frac{Z^2_{0mpII}}{Z_{0p}}$$

Impedanțele homopolare ale liniilor sub forma arătată mai sus se utilizează mai ales în studiul stabilității dinamice.

În cazul curenților de scurtcircuit, pentru simplificare se pot considera numai reactanțele corespunzătoare, ale căror valori medii în funcție de reactanța de secvență directă sînt :

— pentru linie cu simplu circuit fără conductor de protecție :

$$X_0 = 3{,}5X_1 ;$$

— pentru linie cu simplu circuit cu conductor de protecție din oțel :

$$X_0 = 3X_1 ;$$

— pentru linie cu simplu circuit cu conductor de protecție din oțel-aluminiu :

$$X_0 = 2X_1 ;$$

— pentru linie cu dublu circuit fără conductoare de protecție :

$$X_0 = 5{,}5X_1 ;$$

— pentru linie cu dublu circuit cu conductor de protecție din oțel :

$$X_0 = 4{,}7X_1 ;$$

— pentru linie cu dublu circuit cu conductor de protecție din oțel-aluminiu :

$$X_0 = 3X_1.$$

6.1.3. METODE DE CALCUL AL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

a) *Metoda directă.* În acest caz determinarea curenților de scurtcircuit se efectuează direct, în unități absolute, aplicîndu-se relațiile (6.1.6), (6.1.10), (6.1.13), (6.1.14), (6.1.19) și (6.1.20), sau în unități relative, cînd se folosesc următoarele relații :

— pentru scurtcircuitul trifazat :

$$I_k''^* = \frac{U}{(X_d''^* + X_k^*)} \quad \text{și} \quad I_k' = I_b \cdot I_k''^* \tag{6.1.49}$$

sau

$$I_k'' = \frac{1}{(X_d''^* + X_k^*)} \quad \text{și} \quad I_k'' = I_b \cdot I_k''^* ; \tag{6.1.50}$$

— pentru scurtcircuitul monofazat :

$$I_k^{(1)} = 3 \frac{I_b}{(X_1^* + X_2^* + X_0^*)} ; \tag{6.1.51}$$

— pentru scurtcircuitul bifazat cu punere la pămînt :

$$I_k^{(1.1)} = \frac{I_b}{\left(X_1^* + \dfrac{X_2^* \cdot X_0^*}{X_2^* + X_0^*}\right)} ; \tag{6.1.52}$$

— pentru scurtcircuitul bifazat :

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}\, I_b}{(X_1^* + X_2^*)} \cdot \tag{6.1.53}$$

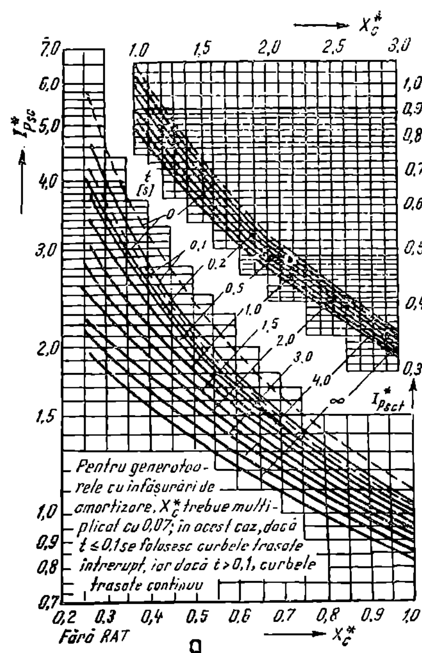
În ultimele patru relații s-a considerat $U^* = 1$, adică s-a ales tensiunea de bază egală cu tensiunea medie a locului de scurtcircuit. Curentul de bază I_b corespunde unei puteri de bază care se alege egală cu 100 MVA sau un multiplu al acestei cifre.

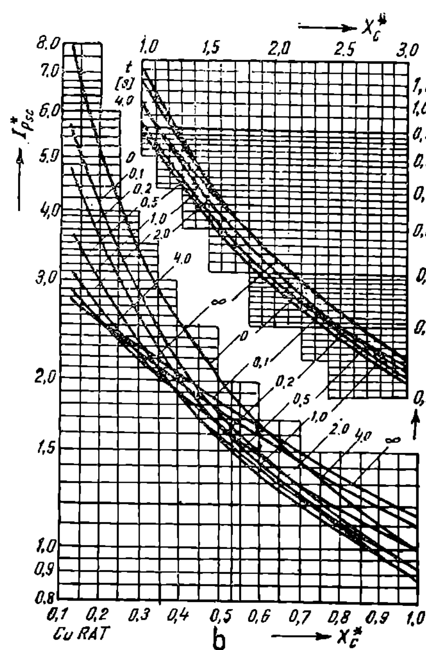
b) *Metoda curbelor de calcul*

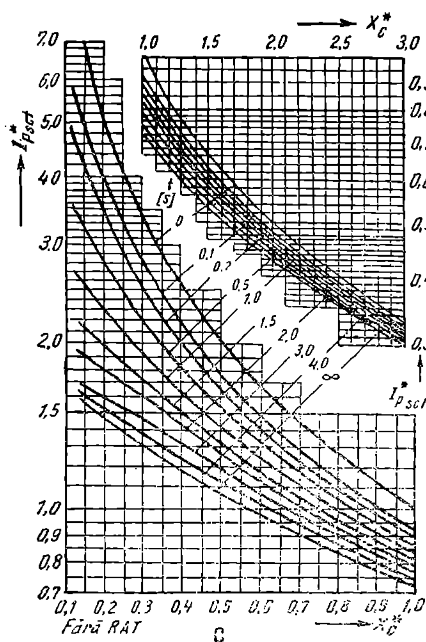
Metoda de la paragraful (a) permite să se calculeze curentul de scurtcircuit în momentul inițial al defectului. În unele cazuri, ca de exemplu la reglarea timpului de acționare a protecției prin relee a instalațiilor electrice sau la determinarea puterii de rupere a întreruptoarelor, este necesar să se cunoască intensitatea curenților de scurtcircuit în diferite momente după producerea defectului ($t = 0$; 0,1 s ; 0,2 s sau ∞). Acest lucru se poate efectua cu ajutorul metodei curbelor de calcul sau de decrement, care este relativ simplu de aplicat și suficient de exactă.

Metoda presupune utilizarea unor curbe speciale, de forma celor din figura 6.1.12, trasate pentru diferite tipuri de generatoare (turbogeneratoare — *a*, *b* și hidrogeneratoare — *c*, *d*), care permit obținerea, pentru un moment oarecare al procesului de scurtcircuit, a intensității componentei periodice a curentului la locul de defect, în funcție de reactanța teoretică definită de relația :

$$X_c^* = X_b^* \cdot \frac{S_N}{S_b} , \tag{6.1.54}$$







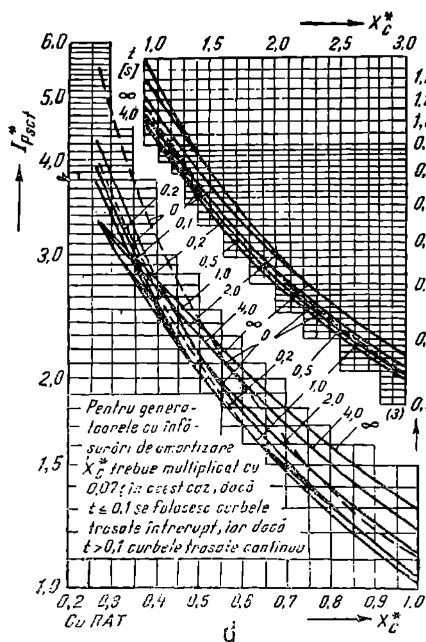


Fig. 6.1.12. Curbe de calcul al componentei periodice a curentului de scurt-circuit :

a, b — pentru turbogeneratoare ; *c, d* — pentru hidrogeneratoare.

în care :

S_N este puterea nominală totală a generatoarelor ;

S_b — puterea de bază aleasă pentru calculul reactanțelor.

Dacă I^*_{psct} reprezintă componenta periodică a curentului de scurtcircuit, pentru un moment oarecare t al procesului de scurtcircuit, se poate scrie :

$$I_{psct} = I^*_{psct} \cdot I_N = I^*_{psct} \cdot \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_{med}} \cdot \qquad (6.1.55)$$

Cu ajutorul curbelor de calcul se obțin direct fie curenții de scurtcircuit, fie puterile de scurtcircuit.

6.1.4. INFLUENȚA CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT ASUPRA ECHIPAMENTELOR ȘI INSTALAȚIILOR ELECTRICE

Curenții de scurtcircuit se manifestă asupra echipamentelor și instalațiilor electrice prin *solicitări termice* și *electrodinamice* sau *mecanice*, care se exercită atît asupra căilor conductoare, cît și asupra elementelor de izolație învecinate.

Solicitarea termică la scurtcircuit pentru o cale de curent cu secțiunea s este determinată analitic prin termenul $\int_0^t \frac{i^2_{scc}}{s^2} dt$; cu ajutorul ei se poate verifica *stabilitatea termică* a căii conductoare, care reprezintă *capacitatea acesteia de a rezista acțiunii termice a curentului de scurtcircuit* în decursul unui interval de timp. Pentru un curent variabil în timp se poate defini un *curent echivalent din punct de vedere termic* sau o *densitate de curent echivalentă*, care produce aceeași solicitare termică la scurtcircuit ca și curentul real variabil în timp, adică :

$$\int_0^t \frac{i^2_{scc}}{s^2} dt = \frac{I^2_e}{s^2} t = \delta^2_e t$$

Produsul $\delta_e s = I_e$ reprezintă *curentul de scurtcircuit echivalent admisibil* în calea de curent cu secțiunea transversală s, care poartă denumirea generală de *curent de stabilitate termică*. El reprezintă valoarea efectivă a celui mai mare curent care poate fi suportat un timp t de o cale de curent, fără a depăși încălzirea admisă.

Drept criteriu pentru verificarea stabilității termice a căilor de curent din aparate sau instalații electrice, se consideră curentul de stabilitate termică a cărei valoare și timp de trecere sînt indicate de uzinele constructoare. Normele actuale prevăd curenții de stabilitate termică pentru timpul de 1 s, însă se mai pot indica și curenți pentru timpii de 3, 5 și 10 s. Trecerea de la curentul de stabilitate termică I_{e1}, corespunzător timpului t_1, la curentul I_{e2} pentru timpul t_2, se face pornindu-se de la faptul că valoarea produsului $I^2_e \cdot t$, pentru calea de curent verificată în condiții de scurtcircuit, trebuie să fie constantă, adică :

$$I^2_{e1} \cdot t_1 = I^2_{e2} \cdot t_2$$

sau

$$I_{e_2} = I_{e_1}\sqrt{\frac{t_1}{t_2}}$$

Această ultimă relație arată că, din punct de vedere termic, este permisă trecerea prin aparat a unui curent a cărui valoare depășește pe cea indicată de fabrica constructoare, dacă timpul de trecere al curentului se modifică corespunzător. Afirmația aceasta este valabilă însă numai dacă nu se depășește valoarea curentului maxim de trecere.

Verificarea stabilității termice la scurtcircuit reprezintă o problemă de calcul a curentului echivalent, care se poate efectua prin mai multe metode. Dintre acestea, metoda V.D.E. este aplicată, în prezent, cel mai frecvent și permite determinarea directă a curentului echivalent curentului real de scurtcircuit.

Solicitarea termică este calculată separat pentru cele două componente ale curentului de scurtcircuit, periodică și aperiodică, în funcție de curentul supratranzitoriu de scurtcircuit, durata reală a defectului și doi factori de corecție, sub forma :

$$\frac{1}{s^2}\int_0^t i_{scc}^2\,\mathrm{d}t = \frac{1}{s^2}\left[\int_0^t i_p^2\,\mathrm{d}t + \int_0^t i_a^2\,\mathrm{d}t\right] = (m+n)I_e''^2 t = I_e^2 t \qquad (6.1.56)$$

unde :

m este coeficientul de corecție al timpului real de scurtcircuit, a cărui valoare depinde de constanta de timp a amortizării componentei periodice T_a ;

n — coeficient de corecție, care se exprimă în funcție de durata reală a defectului pentru diferite rapoarte ale curenților I_e'' și I_∞.

Solicitările termice la componentele aperiodică și periodică ale curentului de scurtcircuit din ultima expresie se pot scrie sub forma :

$$\int_0^t i_a^2\,\mathrm{d}t = 2I_e''^2\int_0^t \mathrm{e}^{-\frac{2t}{T_a}}\,\mathrm{d}t = I''^2\,T_a(1-\mathrm{e}^{-\frac{2t}{T_a}}) = mI_e''^2 t$$

și

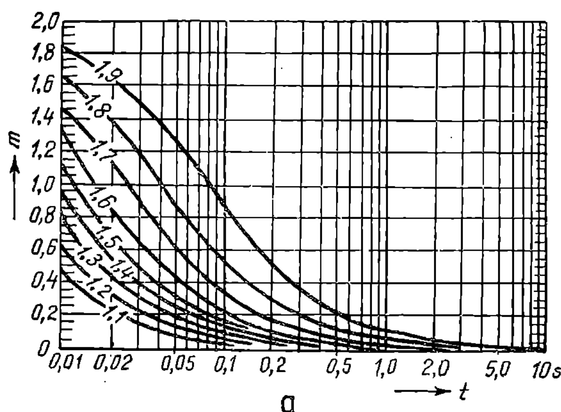
$$\int_0^t i_p^2\,\mathrm{d}t = \int_0^t i_{scc}^2\,\mathrm{d}t - I_e''^2 T_a(1-\mathrm{e}^{-\frac{2t}{T_a}}) = nI_e''^2 t$$

în care

$m = \frac{T_a}{t}(1-\mathrm{e}^{-\frac{2t}{T_a}})$ și $n = \left(\frac{i_{scc}^2\,\mathrm{d}t}{I_e''^2 t} - m\right)$ reprezintă expresiile celor doi coeficienți din ecuația (6.1.56), a căror variație este redată în figura 6.1.13.

Ținîndu-se seama de aceste precizări și de relația (6.1.56), reiese că curentul echivalent, care produce același efect termic ca și curentul real de scurtcircuit, are valoarea :

$$I_e = I_e''\sqrt{m+n} \qquad (6.1.57)$$



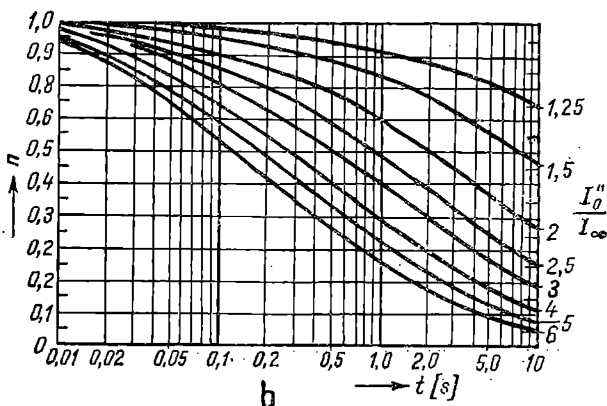


Fig. 6.1.13. Variația coeficienților de corecție ai timpului real de scurtcircuit pentru verificarea stabilității termice :

a — corespunzător componentei periodice a curentului de scurtcircuit ; *b* — corespunzător componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit.

În cazul ciclurilor de reanclanșare automată rapidă, curentul echivalent termic de 1 s al curentului real de scurtcircuit este dat de relația :

$$I_{e_1} = \sqrt{I^2_{e_{11}} + I^2_{e_{12}} + \dots I_{e_{1n}}} \tag{6.1.58}$$

în care $I_{e_{11}}$. $I_{e_{12}}$, ..., $I_{e_{1n}}$ reprezintă curenții echivalenți termici de 1 s ai curentului de scurtcircuit, determinați pentru intervalele de timp în care aparatul (circuitul) este străbătut de curentul de defect.

Solicitările electrodinamice sau *mecanice la curentul de scurtcircuit* se datoresc acțiunii curenților electrici care parcurg căile de curent din aparatele sau instalațiile electrice de energie. Stabilitatea electrodinamică a acestora reprezintă capacitatea lor de a rezista acțiunilor mecanice la scurtcircuit și este determinată prin verificarea celui mai slab element.

Pentru funcționarea sigură a oricărui aparat este necesar ca curentul de stabilitate electrodinamică, în kA_{max}, garantat de fabrică, să nu fie depășit de cel mai mare curent de șoc la scurtcircuit, care apare în locul de montare al aparatului în rețeaua electrică în care acesta este integrat, adică:

$$i_{max} \geqslant i_{k\ şoc} \qquad (6.1.59)$$

Dacă în locul curentului de stabilitate electrodinamică este indicat în cataloage coeficientul de stabilitate electrodinamică*, atunci verificarea se va face ținînd seama că:

$$i_{k\ şoc} \leqslant \sqrt{2}\, I_n \cdot k_{din}$$

în care I_n reprezintă curentul nominal al căii conductoare verificate.

6.1.5. TRATAREA NEUTRULUI ÎN INSTALAȚIILE ELECTROENERGETICE

În orice rețea electrică echilibrată, directă sau inversă, există un *neutru electric* situat în centrul de greutate al triunghiului echilateral format din tensiunile de linie. Cînd neutrul rețelei este izolat, potențialul acestuia nu este fix și poate lua orice valoare cuprinsă teoretic între zero și tensiunea pe fază a rețelei la 50 Hz. Astfel dacă rețeaua trifazată este simetrică, potențialul neutrului este același cu potențialul pămîntului și egal cu zero. În aceste condiții conductoarele neutre, în cazul cînd ele există, nu vor fi parcurse de curenți, iar punctele neutre ale transformatoarelor cu înfășurările conectate în stea vor avea potențialul față de pămînt egal cu zero. În consecință, la *funcționarea rețelelor în regimuri normale simetrice*, este *indiferent dacă neutrul transformatoarelor este izolat sau legat la pămînt*. Dacă se consideră punerea la pămînt a unei faze, potențialul punctului neutru izolat față de pămînt este egal cu tensiunea pe fază a rețelei. Drept consecință, tensiunile fazelor sănătoase față de pămînt cresc cu $\sqrt{3}$, ceea ce solicită izolația mai mult decît în cazul funcționării rețelei în regim normal. Eliminarea acestei consecințe conduce imediat la situația extremă a legării neutrului direct la pămînt, cînd potențialul acestuia rămîne același cu potențialul pămîntului și egal cu zero. În aceste condiții însă, orice punere la pămînt a unei faze se *transformă într-un scurtcircuit monofazat*, care are efecte electrodinamice și termice asupra instalațiilor și echipamentelor electrice.

Ținînd seama de aceste efecte care apar în situații extreme de funcționare a unei instalații electrice de energie, precum și de alte elemente, cum ar fi apariția arcului electric sau poziția instalațiilor de telecomunicații sau de radiocomunicații în raport cu cele de energie, există următoarele trei moduri de tratare a neutrului: *neutrul legat direct la pămînt, neutrul legat la pămînt printr-o impedanță și neutrul izolat față de pămînt.*

---

* Coeficientul de stabilitate electrodinamică reprezintă raportul dintre curentul maxim garantat și amplitudinea curentului nominal al conductorului care trebuie verificat.

a) *Neutrul transformatoarelor legat direct la pămînt.*

Această soluție, acceptată în țara noastră pentru rețelele electrice de înaltă tensiune cu $U_n \geqslant 110$ kV, elimină variațiile sensibile ale potențialului punctului neutru și supratensiunile care o însoțesc. Din punct de vedere fizic, ea ar asigura o simetrie perfectă a tensiunilor pe fază, în cazul unui scurtcircuit monofazat, numai dacă rezistența prizei de legare la pămînt ar fi teoretic nulă. În realitate însă, valoarea acesteia, deși foarte mică (sub 0,5 Ω sau uneori sub 0,1 Ω), produce o cădere de tensiune datorită intensităților mari ale curenților de scurtcircuit monofazat. Din această cauză, potențialul neutrului nu rămîne egal cu zero, ceea ce face ca tensiunea fazelor sănătoase să crească într-o oarecare măsură.

Conform recomandărilor CEI, la rețelele cu neutrul legat direct la pămînt, tensiunea fazelor sănătoase nu trebuie să depășească 80% din tensiunea între faze, în cazul unui scurtcircuit monofazat. Pentru a evita creșteri mai mari, se impune verificarea frecventă a prizei de legare la pămînt, deoarece încălzirea puternică a acesteia, la trecerea curenților de scurtcircuit monofazat, provoacă creșterea rezistenței pămîntului prin „coacere" și neutrul riscă să fie legat la pămînt printr-o impedanță mai mare, fără ca exploatarea să fie prevenită. De asemenea, pentru o tratare corectă a neutrului trebuie ca intensitatea curenților de scurtcircuit monofazat să nu depășească pe cea a curenților de scurtcircuit trifazat ($I_k^{(1)} \leqslant I_k^{(3)}$), pentru care sînt verificate aparatele electrice de comutație din instalații.

Îndeplinirea celor două condiții de mai sus, în afara unor mijloace speciale, cere realizarea unui anumit raport între reactanța homopolară și cea directă, care trebuie să fie cuprins între 1 și 3 adică:

$$1 \leqslant \frac{X_0}{X_1} \leqslant 3$$

În general *se recomandă* ca în fiecare stație de transformare de înaltă tensiune să existe *cel puțin un transformator cu neutrul legat direct la pămînt.* Dacă $\frac{X_0}{X_1} < 1$, atunci există un număr prea mare de transformatoare cu neutrul legat la pămînt, iar dacă $\frac{X_0}{X_1} > 3$, atunci numărul transformatoarelor legate la pămînt este prea redus.

b) *Neutrul transformatoarelor izolat față de pămînt.*

În acest mod de tratare a neutrului, prezența capacităților rețelei față de pămînt permite un schimb de energie între faza defectă și fazele sănătoase, iar intensitatea curentului de defect este dată de relația:

$$\underline{I}_c = \mathrm{j}\,\omega C_0(\underline{U}_1 + \underline{U}_2) = 3\mathrm{j}\,\omega C_0 V_N = -\,3\mathrm{j}\,\omega C_0 U_f \qquad (6.1.60)$$

în care:

$V_N = -\,U_f$ este potențialul punctului neutru egal și de semn contrar cu tensiunea pe fază a rețelei;

$\underline{U}_2$, $\underline{U}_3$ — tensiunile între faze ale fazelor sănătoase;

C_0 — capacitatea concentrată a fazei față de pămînt la locul de defect.

Se constată din această ultimă relație că curentul la locul de defect are o valoare cu atît mai mare, cu cît capacitatea C_0 este mai ridicată, adică cu cît rețeaua legată galvanic este mai extinsă,

În regim staționar, acest mod de tratare a neutrului creează supratensiuni pe fazele sănătoase care ating valori egale cu tensiunea nominală a rețelei. În cazul cînd la locul de defect apare un arc electric intermitent, ca urmare a fenomenelor tranzitorii, supratensiunile cresc și pot atinge 3,5 + 4 ori tensiunea pe fază a rețelei. Arcul electric intermitent și supratensiunile care-l însoțesc pot să persiste un număr mare de perioade și conduc la solicitări care străpung izolația rețelei în alte puncte mai slabe ale acesteia, transformînd punerea la pămînt într-un scurtcircuit bifazat sau chiar trifazat.

Avînd în vedere condițiile de formare a arcului electric interminent, se recomandă funcționarea cu neutrul izolat al transformatoarelor în rețelele electrice aeriene de medie tensiune, pînă la tensiunea nominală de 35 kV. Pentru lungimi reduse, de ordinul a 30—40 km, se poate utiliza acest mod de tratare al neutrului și în cazul rețelelor electrice aeriene de 35 kV.

Pentru rețelele electrice subterane apariția arcului electric intermitent este mai rară. De aceea, în acest caz, exploatarea rețelelor cu neutrul izolat este recomandabilă la tensiunea de 6—10 kV, cu condiția ca intensitatea curentului de punere la pămînt să nu depășească 10 A.

c) *Neutrul transformatoarelor legat la pămînt prin impedanțe.*

Un astfel de mod de tratare a neutrului permite limitarea curenților de scurtcircuit monofazat la valoarea:

$$\underline{I}_k = \frac{3\underline{V}}{3\underline{Z}_N + \underline{X}_1 + \underline{X}_2 + \underline{X}_0} \tag{6.1.61}$$

în care:

$\underline{X}_1$, $\underline{X}_2$ și $\underline{X}_0$ reprezintă reactanțele de succesiune directă, inversă și homopolară ale rețelei între neutru și locul de defect;

$\underline{Z}_N$ — impedanța de legare la pămînt a neutrului;

$\underline{V}$ — tensiunea pe fază a rețelei.

Cînd rețeaua se află în regim normal de funcționare, potențialul neutrului este același cu cel al pămîntului. La apariția unui defect între o fază și pămînt, tensiunea fazelor sănătoase crește apropiindu-se de tensiunea nominală a rețelei, în funcție de valoarea impedanței de legare la pămînt. Potențialul punctului neutru este determinat de căderea de tensiune în impedanța $\underline{Z}_N$ provocată de curentul de scurtcircuit, conform figurii 6.1.14 *a*, adică:

$$\underline{V}_N = -\underline{Z}_N\underline{I}_k = -3\underline{Z}_N\underline{I}_0 = \frac{-3\underline{Z}_N\underline{V}}{3\underline{Z}_N + \underline{X}_1 + \underline{X}_2 + \underline{X}_0} \tag{6.1.62}$$

Din această ultimă relație se constată că dacă $3\,|\underline{Z}_N| \gg |(\underline{X}_1 + \underline{X}_2 + \underline{X}_0)|$ atunci $\underline{V}_N \to \underline{V}$, adică se ajunge la situația neutrului izolat. Dimpotrivă dacă $3\,|\underline{Z}_N| \ll |(\underline{X}_1 + \underline{X}_2 + \underline{X}_0)|$, atunci $\underline{V}_N \to 0$ și se ajunge la situația neutrului legat la pămînt. Cînd $3\,|\underline{Z}_N| = |(\underline{X}_1 + \underline{X}_2 + \underline{X}_0)|$, atunci $\underline{V}_N = 0{,}5\,\underline{V}$.

Valoarea impedanței $\underline{Z}_N$ de legare la pămînt a neutrului depinde de tensiunea nominală a rețelei și de configurația acesteia.

Tratarea neutrului prin impedanțe poate prezenta două situații particulare și anume: *legarea la pămînt prin bobină de stingere* și *legarea la pămînt prin rezistențe.*

În primul caz, al tratării neutrului prin bobină de stingere, se poate îndeplini condiția de rezonanță a rețelei cu o fază pusă la pămînt:

$$(3X_N + X_0)C_0\omega = 1 \tag{6.1.63}$$

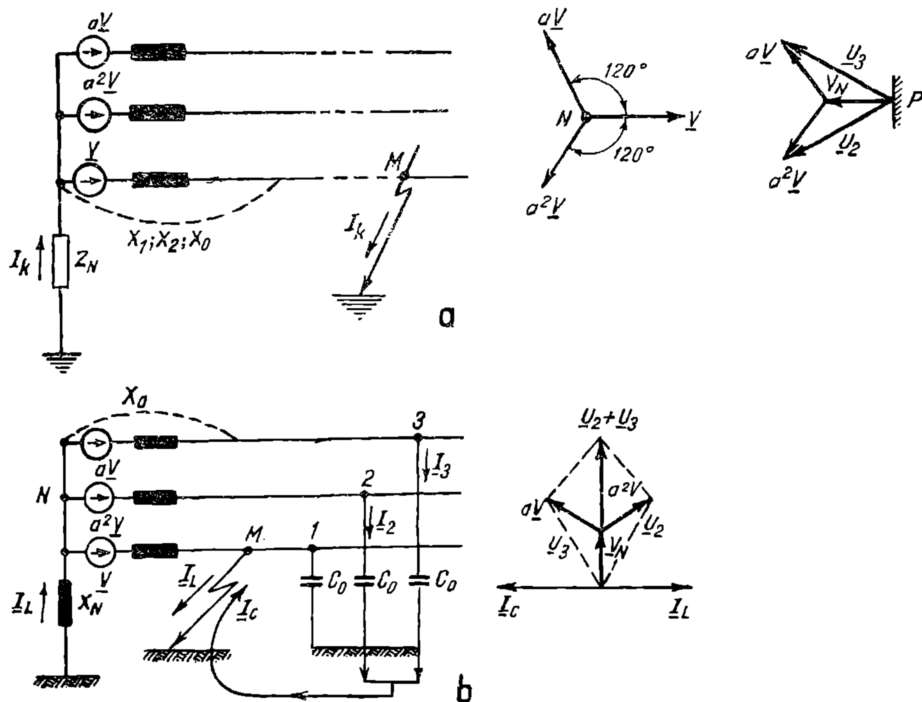


Fig. 6.1.14. Tratarea neutrului :
a — prin impedanţă ; *b* — prin bobină de stingere.

în care :

X_N este reactanţa bobinei de legare la pămînt ;

X_0 — reactanţa homopolară a transformatorului.

Rolul bobinei, conform figurii 6.1.14 *b*, este să permită circulaţia în locul de defect a unui curent inductiv I_L, în opoziţie de fază cu curentul capacitiv I_C al fazelor sănătoase, dat de relaţia (6.1.60). În aceste condiţii, curentul de defect este foarte mic şi arcul electric se poate stinge la prima sa trecere prin zero fără intervenţia protecţiei prin relee, deci a întreruptoarelor. O astfel de bobină de stingere se mai numeşte şi *bobină Petersen* şi are un rol important mai ales în cazul defectelor cu caracter trecător, care sînt cele mai frecvente. Ea este construită cu miez de fier şi interfier, avînd o inductivitate mare, care poate fi modificată fie prin schimbarea numărului de spire, fie prin modificarea întrefierului. Modificarea inductivităţii permite teoretic, în cazul unei puneri la pămînt, compensarea totală a curentului capacitiv, astfel încît arcul electric intermitent se stinge, dat fiind faptul că el nu mai este alimentat. În aceste condiţii însă, tensiunile fazelor sănătoase faţă de pămînt cresc pînă la valoarea tensiunii între faze.

În mod practic nu este necesară îndeplinirea riguroasă a condiţiei de rezonanţă şi se merge cu bobina dezacordată 15—25%, în sensul unei supracompensări, adică cu $I_L > I_C$. În acest caz, este favorizată stingerea arcului electric atît datorită limitării curentului de defect, cît şi datorită limitării tensiunii de restabilire la bornele canalului de arc.

În cel de-al doilea caz, *al tratării neutrului prin rezistență*, se realizează reducerea curentului de scurtcircuit monofazat la o anumită valoare, care, în cazul prescripțiilor din țara noastră, nu trebuie să depășească 600 A. Introducerea rezistenței pe neutrul transformatorului, ca în figura 6.1.14 *c*, elimină dezavantajul din cazul tratării neutrului prin bobina de stingere, care constă în faptul că această punere la pămînt nu este localizată în instalație. În aceste condiții, pe durate mari de existență a defectului monofazat, solicitarea la supratensiuni a izolației poate conduce la străpungeri și la producerea unui scurtcircuit cu toate consecințele sale.

Intensitatea curentului de scurtcircuit monofazat, limitat de rezistența de punere la pămînt, se determină cu relația :

$$I_k = \frac{U_n}{\sqrt{3}\,\sqrt{R_x^2+\omega^2 L^2}} \tag{6.1.64}$$

iar potențialul neutrului față de pămînt, exprimat prin căderea de tensiune în rezistența R, produsă de curentul de scurtcircuit I_k, are valoarea :

$$V_N = I_k R = I_k \sqrt{\left(\frac{V}{I_k}\right)^2 - \omega^2 L^2} \tag{6.1.65}$$

în care a fost introdusă valoarea rezistenței R din relația (6.1.64).

6.2. APLICAȚII

Aplicația 6.2.1. Pe una din plecările subterane ale unei rețele electrice industriale de 10 kV, alimentată de la o stație de transformare de 110/11 kV, se produce un scurtcircuit trifazat. Să se calculeze valoarea curentului de defect și să se limiteze puterea de scurtcircuit care solicită echipamentul de comutație la cel mult 100 MVA, montîndu-se o bobină de reactanță. Lungimea, secțiunea conductoarelor de cupru, rezistența și reactanța specifică a cablului sînt indicate pe schema de principiu din figura 6.2.1.

REZOLVARE :

Deoarece puterea stației de transformare pentru alimentarea rețelei este foarte mare, se consideră că scurtcircuitul este îndepărtat de sursa generatoare, aceasta fiind considerată de puterea inifinită. În consecință, în deter-

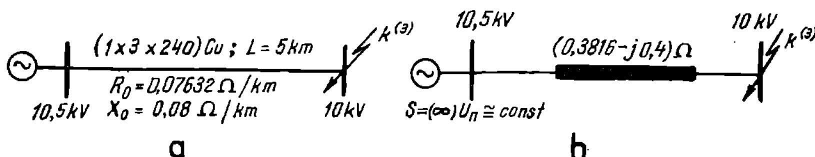


Fig. 6.2.1. Schema rețelei afectată de un scurtcircuit trifazat :
a — schema de principiu ; *b* — schema echivalentă.

mînarea curentului de scurtcircuit intervin numai constantele fizice ale cablului avariat, pentru care se determină:

$$\underline{Z}_c = 5(0{,}07632 + j0{,}08) = (0{,}3816 + j\ 0{,}4)\ \Omega\ ;$$

$$Z_c = \sqrt{0{,}3816^2 + 0{,}4^2} = 0{,}5528\ \Omega$$

$$\operatorname{tg} \varphi = 1{,}048\ ; \quad \varphi = 46°20'$$

$$T_a = \frac{X_k}{\omega R_k} = \frac{0{,}4}{314 \cdot 0{,}3816} = 3{,}3\ \text{ms}$$

Componenta periodică a curentului de scurtcircuit se calculează cu relația (6.1.12) și are valoarea efectivă:

$$I_p = 10{,}456\ \text{kA} \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0{,}5528} = 10{,}456\ \text{kA}$$

iar componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit, pentru condițiile cele mai grele ale defectului ($i = 0$, $\psi = 0$), variază conform relației (6.1.3), adică:

$$i_a = \hat{I}_p \sin \varphi_k \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = 14{,}74 \cdot 0{,}72 \cdot e^{-\frac{t}{3{,}3} 10^3} = 10{,}65 e^{-303t}\ [\text{kA}]$$

Din aceste rezultate se constată că amortizarea componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit este foarte rapidă, practic instantanee; în aceste condiții, coeficientul de şoc este apropiat de unitate, iar curentul de şoc la scurtcircuit se poate identifica cu amplitudinea componentei periodice. În consecință, în rețelele electrice în care rezistența are o valoare comparabilă cu cea a reactanței inductive, constanta de timp este foarte mică, iar influența componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit este practic neglijabilă.

Puterea de scurtcircuit corespunzătoare are valoarea:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10{,}456 \approx 181\ \text{MVA}.$$

Pentru a se reduce puterea de scurtcircuit la maximum 100 MVA, care corespunde unui curent de scurtcircuit de 5,78 kA, este necesară creşterea impedanței totale pînă la valoarea de 1 Ω. În aceste condiţii, se determină reactanța inductivă totală necesară egală cu 0,8544 Ω şi o reactanță a bobinei, montată în serie cu cablul:

$$X_B = 0{,}8544 - 0{,}4 = 0{,}4544\ \Omega$$

Se alege o bobină de reactanță care are următoarele caracteristici:

$$U_n = 10\ \text{kV}\ ;\ I_n = 0{,}5\ \text{kA și } u_B = 5\%.$$

Cu aceste elemente se calculează reactanța bobinei $X_B = 0{,}578\ \Omega$ și corespunzător, impedanța totală a rețelei $Z = 1{,}05\ \Omega$, care reduce puterea de scurtcircuit la aproximativ 90,5 MVA ($I_p = 5{,}23$ kA).

Trebuie menționat încă că în aceste noi condiții, constanta de timp de amortizare a componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit creşte la valoarea:

$$T'_a = \frac{0{,}978}{0{,}3816 \cdot 314} = 8{,}2 \cdot 10^{-3}\ \text{s},$$

ceea ce însă, practic, nu influențează coeficientul de şoc şi curentul de şoc la scurtcircuit.

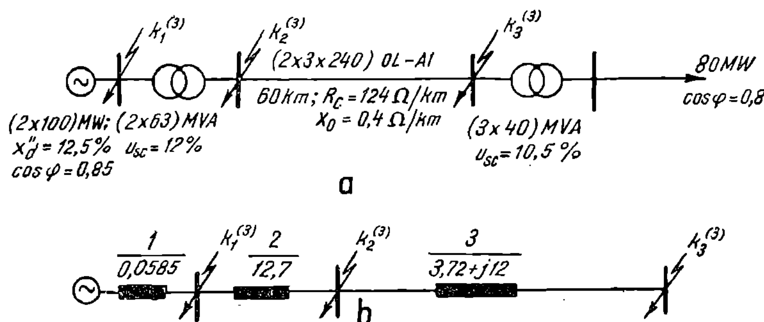


Fig. 6.2.2. Configurația rețelei electrice industriale corespunzătoare aplicației 6.2.2. :

a — schema de principiu ; *b* — schema echivalentă a reactanțelor și impedanțelor elementelor componente.

Aplicația 6.2.2. Stația electrică de transformare a unui consumator industrial puternic este alimentată printr-o linie cu dublu circuit de 60 km, de la o centrală termoelectrică echipată cu două grupuri de 100 MW fiecare. Să se calculeze curenții de scurtcircuit trifazat în punctele k_1, k_2 și k_3 din figura 6.2.2, considerînd caracteristicile elementelor componente date ale sistemului de alimentare din figura 6.2.2.

REZOLVARE :

Se calculează reactanțele elementelor rețelei și se obține :

$$X''_d = X_1 = \frac{12{,}5}{100} \cdot \frac{10{,}5^2}{200} \cdot 0{,}85 = 0{,}0585\ \Omega.$$

Pentru punctele de defect k_2 și k_3 se consideră tensiunea nominală a rețelei, la care se raportează reactanțele, egală cu tensiunea medie de 115,5 kV. Se obține :

$$X''_{drap} = \frac{12{,}5}{100} \cdot \frac{10{,}5^2}{200} \cdot 0{,}85k^2 = \frac{12{,}5}{100} \cdot \frac{115{,}5^2}{200} \cdot 0{,}85 = 7{,}09\ \Omega;$$

$$X_T = X_2 = \frac{12}{100} \cdot \frac{115{,}5^2}{126} = 12{,}7\ \Omega;$$

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_3 = \frac{0{,}124 + j0{,}4}{2} \cdot 60 = (3{,}72 + j\ 12)\,\Omega.$$

Reactanțele sau impedanțele corespunzătoare punctelor de defect au valorile :

$$X_{k_1} = 0{,}0585\ \Omega;\ X_{k_2} = 19{,}79\ \Omega;$$

$$\underline{Z}_{k_3} = (3{,}72 + j\ 12)\Omega;\ Z_{k_3} = 32\ \Omega;$$

$$\mathrm{tg}\ \varphi_{k_3} = 8{,}546;\ \varphi_{k_3} = 83°20'.$$

Se calculează componentele curenților de scurtcircuit, folosindu-se relațiile (6.1.20) și (6.1.3), în care tensiunea electromotoare supratranzitorie după axa longitudinală a mașinii se consideră mai mare cu 10% pentru punctul k_1, față de tensiunea medie a rețelei cu 5% pentru puntul k_2 și egală cu aceasta din urmă pentru punctul k_3.

În aceste condiții rezultă următoarele valori efective ale curenților supratranzitorii de scurtcircuit:

$$I''_{0k_1} = 1{,}1\frac{10{,}5}{\sqrt{3}\cdot 0{,}0585} = 114{,}12 \text{ kA}; \quad I''_{0k_2} = 1{,}05\frac{115{,}5}{\sqrt{3}\ 19{,}79} = 3{,}39 \text{ kA};$$

$$I''_{0k_3} = \frac{115{,}5}{\sqrt{3}\cdot 32} = 2{,}09 \text{ kA}.$$

Constanta de timp de amortizare T_a pentru punctul k_3 este:

$$T_a = \frac{x_k}{\omega R_k} = \frac{31{,}79}{314\cdot 3{,}72} = 2{,}6\cdot 10^{-2} \text{ s},$$

iar componenta aperiodică corespunzătoare acestui punct și coeficientul de șoc corespunzător au valorile:

$$i_{a_{k_3}} = I''_{0k_3}\cdot e^{-t/T_a} = 2{,}95\ e^{-\frac{t}{2{,}6}\cdot 10^2}; \quad (k_{\text{șoc}})_{k_3} = (1 + e^{-\frac{0{,}01}{2{,}6}\cdot 10^2}) = 1{,}70.$$

Pentru celelalte două puncte de scurtcircuit constanta de timp $T_a \Rightarrow \infty$, iar coeficientul de șoc la scurtcircuit $k_{\text{șoc}} \Rightarrow 2$.

În aceste condiții, curenții de șoc la scurtcircuit corespunzători au valorile:

$$(i_{\text{șoc}})_{k_1} = k_{\text{șoc}}\cdot\sqrt{2}\cdot I''_{0k_1} = 2\sqrt{2}\cdot 114{,}12 = 320{,}68 \text{ kA};$$

$$(i_{\text{șoc}})_{k_2} = k_{\text{șoc}}\cdot\sqrt{2}\cdot I''_{0k_2} = 2\sqrt{2}\cdot 3{,}39 = 9{,}56 \text{ kA};$$

$$(i_{\text{șoc}})_{k_3} = k_{\text{șoc}}\cdot\sqrt{2}\cdot I''_{0k_3} = 1{,}7\cdot\sqrt{2}\cdot 2{,}09 = 5{,}00 \text{ kA}.$$

Se constată că în rețelele de înaltă tensiune, dacă se ține seamă de rezistența liniilor, constanta de timp este de ordinul sutimilor de secunde, iar coeficientul de șoc la scurtcircuit se apropie de valoarea medie indicată, egală cu 1,8, cu atît mai mult, cu cît lungimea liniilor este mai mare.

Din această cauză, în aplicațiile care urmează, în cazul rețelelor de înaltă tensiune se va neglija rezistența, iar pentru determinarea curenților de șoc la scurtcircuit se va considera un coeficient de șoc mediu egal cu 1,8.

Aplicația 6.2.3. Pentru linia electrică de transport la 220 kV care alimentează stația de transformare de 220/22 kV a unei întreprinderi industriale, să se calculeze, aplicînd metoda unităților relative, curenții de scurtcircuit trifazat din punctele k_1, k_2 și k_3. Se consideră că cele trei generatoare de 50 MW fiecare nu sînt echipate și cu înfășurare de amortizare, iar ca mărimi de bază se acceptă puterea de bază $S_b = 100$ MVA și tensiunea de bază $U_b = 231$ kV, egală cu tensiunea medie a liniei. Caracteristicile instalațiilor sînt date în fig. 6.2.3.

REZOLVARE:

Se calculează reactanțele elementelor schemei și se obține:
— pentru generatoare:

$$X'^*_d = X^*_1 = \frac{x'_d}{100}\cdot\frac{S_b}{S_n} = \frac{14{,}9}{100}\cdot\frac{100}{150}\cdot 0{,}85 = 0{,}085;$$

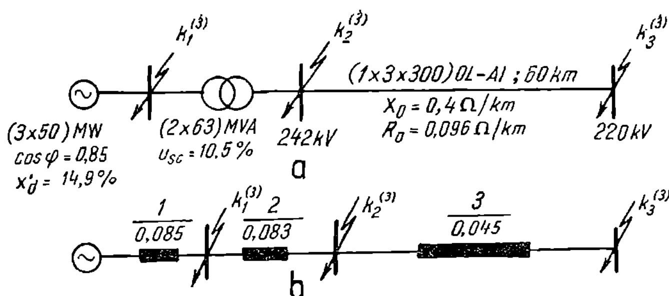


Fig. 6.2.3. Reţeaua de transport relativă la aplicaţia 6.2.3 :
a — schema iniţială ; *b* — schema echivalentă.

— pentru transformatoare :

$$X_t^* = X_2^* = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_b}{S_n} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{126} = 0,083 \;;$$

— pentru linie :

$$X_L^* = X_3^* = X_0 \cdot L \frac{S_b}{U_b^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{231^2} = 0,045.$$

Reactanţele relative corespunzătoare locurilor de scurtcircuit au valorile :

$$X_{k_1}^* = 0,085 \;;\; X_{k_2}^* = 0,168 \;;\; X_{k_3}^* = 0,213.$$

Se calculează curenţii de scurtcircuit trifazat, identificaţi prin componentele lor periodice (curenţii tranzitorii) şi se obţine :

— pentru punctul k_1 :

$$I'_{01} = \frac{I_b}{X_1^*} = \frac{0,261}{0,085} = 3,84 \text{ kA}$$

Curentul real de scurtcircuit trebuie raportat la tensiunea locului de defect, a cărei valoare este 10,5 kV. În consecinţă :

$$(I'_{01})_{real} = 3,84 \cdot \frac{231}{10,5} = 84,5 \text{ kA} \;;$$

Curentul de şoc, corespunzînd curentului ce determină forţele electrodinamice care solicită instalaţia electrică, are valoarea :

$$(i_{şoc})_{k_1} = 2,55 \cdot 84,5 = 215,4 \text{ kA} \;;$$

şi valoarea lui efectivă :

$$(I_{şoc})_{k_1} = 1,52 \cdot 84,5 = 128,5 \text{ kA} \;;$$

— pentru punctul k_2 :

$$I'_{02} = \frac{I_b}{X_2^*} = \frac{0,261}{0,168} = 1,55 \text{ kA} \;;$$

$$(i_{şoc})_{k_2} = 2,55 \cdot 1,55 = 3,95 \text{ kA şi } (I_{şoc})_{k_2} = 1,52 \cdot 1,52 = 2,36 \text{ kA}$$

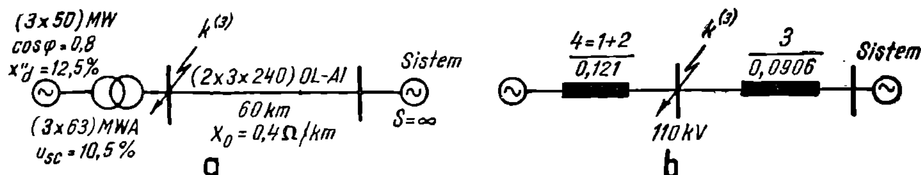


Fig. 6.2.4. Rețeaua electrică relativă la aplicația 6.2.4 :
a — schema inițială ; *b* — schema echivalentă.

— pentru punctul k_3 :

$$I'_{03} = \frac{I_b}{X_2^*} = \frac{0{,}261}{0{,}213} = 1{,}23 \text{ kA} ;$$

$$(i_{şoc})_{k_3} = 2{,}55 \cdot 1{,}23 = 3{,}14 \text{ kA și } (I_{şoc})_{k_3} = 1{,}52 \cdot 1{,}23 = 1{,}87 \text{ kA}$$

Se menționează că curentul de bază, cu valoarea $I_b = 0{,}261$ kA, a fost calculat ținîndu-se seama de puterea și tensiunea de bază alese. De asemenea, curenții de șoc și valoarea lor efectivă au fost determinați acceptîndu-se un coeficient de șoc mediu egal cu 1,8, conform recomandării C.E.I. Dacă se calculează coeficientul de șoc real pentru punctul k_3, ținînd seama că constanta de timp este 62,8 ms, se obține $k_{şoc} = 1{,}7$.

Aplicația 6.2.4. Să se calculeze curentul de scurtcircuit trifazat pe barele de 110 kV ale unei centrale electrice industriale echipate cu trei grupuri de 50 MW fiecare, dată în fig. 6.2.4. Centrala este interconectată la un sistem de putere infinită printr-o linie electrică de 110 kV, dublu circuit, cu lungimea de 60 km. Curenții de scurtcircuit se determină în vederea verificării capacității de rupere a întreruptoarelor, care sînt de tipul IO-110. Pentru calcule se aleg $S_b = 100$ MVA, $U_b = 115$ kV, iar generatoarele sînt echipate cu RAT.

REZOLVARE :

Deoarece pentru verificarea întreruptoarelor este necesar să se determine curenții de scurtcircuit la diferite momente, se aleg timpii $t = 0$; $t = 0{,}1$ s și $t = \infty$ și se utilizează metoda curbelor de calcul. Pentru verificarea stabilității electrodinamice și a capacității de închidere, trebuie cunoscut curentul de șoc la scurtcircuit ; pentru verificarea capacității de rupere simetrice se determină curentul de scurtcircuit la $t = 0{,}1$ s, iar pentru verificarea stabilității termice trebuie cunoscut curentul tranzitoriu și curentul de scurtcircuit de regim permanent.

În acest scop se calculează mai întîi reactanțele echivalente ale generatoarelor și transformatoarelor centralei, precum și ale liniei și sistemului, în unități relative și se obține :

$$X_g^* = X_1 = 0{,}125 \frac{100}{150} \cdot 0{,}8 = 0{,}066 ;$$

$$X_t^* = X_2 = 0{,}105 \frac{100}{189} = 0{,}055$$

$$X_L^* = X_3 = \frac{0{,}4 \cdot 60}{2} \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}0906$$

$$X_4 = X_1 + X_2 = 0{,}066 + 0{,}055 = 0{,}121$$

Reactanța de calcul a centralei corespunzătoare locului de scurtcircuit este dată de relația (6.1.54) și are valoarea:

$$X_c^* = X_4 \cdot \frac{S_N}{S_b} = 0,121 \cdot \frac{150}{0,8 \cdot 100} = 0,221$$

Schema echivalentă finală este dată în fig. 6.2.4 *b*.

Componenta periodică a curentului de scurtcircuit, la timpii ceruți, se determină din curbele de calcul date în fig. 6.1.12 pentru turbogeneratoare și are următoarele valori relative:

— pentru centrala electrică:

$$I_0^* = 4,8\,; \quad I_{0,1}^* = 3,7\,; \quad I_\infty^* = 2,45$$

sau în unități absolute, conform relației (6.1.55):

$$I_0 = 4,8 \cdot I_N = 4,8 \cdot \frac{S_N}{\sqrt{3}\,U_{med}} = 4,8 \cdot \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,8} = 4,8 \cdot 0,944 = 4,53 \text{ kA}$$

$$I_{0,1} = 3,7 \cdot 0,944 = 3,5 \text{ kA}\,; \; I_\infty = 2,45 \cdot 0,944 = 2,31 \text{ kA}$$

— pentru sistemul de putere infinită:

$$I_k = I_\infty = \frac{I_b}{X_s^*} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,0906} = 5,55 \text{ kA}$$

Curenții de scurtcircuit trifazat în punctul de scurtcircuit, la momentele cerute, se determină aplicînd metoda suprapunerii, obținîndu-se

$$I_0 = I_0'' = 10,08 \text{ kA}\,; \; I_{0,1} = 9,05 \text{ kA}\,; \; I_\infty = 7,86 \text{ kA}.$$

Curentul pentru care trebuie verificată stabilitatea electrodinamică și capacitatea de închidere a întreruptoarelor este:

$$i_{șoc} = 2,55 \cdot 10,08 = 25,7 \text{ kA}\,; \; I_{șoc} = 1,52 \cdot 10,08 = 15,3 \text{ kA}$$

Capacitatea de rupere a întreruptoarelor IO-110 este 31,5 kA (6 000 MVA) și ea trebuie comparată cu $I_{0,1}$. Se constată deci că datele nominale ale aparatelor ($I_{rup} = 31,5$ kA; $i_{închidere} = 80$ kA) sînt mult superioare celor calculate. Dacă se ține seama că locul de scurtcircuit este alimentat din două părți, de la centrala electrică și de la sistem, condițiile impuse echipamentelor de comutație sînt cu atît mai satisfăcute.

Curbele de calcul permit determinarea directă a puterilor de scurtcircuit pentru timpii ceruți, ținîndu-se seama că acestea sînt proporționale, prin intermediul unui factor constant ($\sqrt{3}U_{med}$), cu curenții de scurtcircuit. În aceste condiții se obține:

— pentru centrală:

$$S_0 = 4,8 \cdot \frac{150}{0,8} = 900 \text{ MVA};\; S_{0,1} = 3,7 \cdot 187,5 = 694 \text{ MVA};\; S_\infty = 360 \text{ MVA}$$

— pentru sistem:

$$S_s = S_\infty = \frac{S_b}{X_s^*} = \frac{100}{0,0906} = 1\,104 \text{ MVA}$$

iar puterea totală de scurtcircuit are valoarea:

$$S_0 = 2\,004 \text{ MVA}\,; \; S_{0,1} = 1\,798 \text{ MVA} < 6\,000 \text{ MVA}\,; \; S_\infty = 1\,464 \text{ MVA}$$

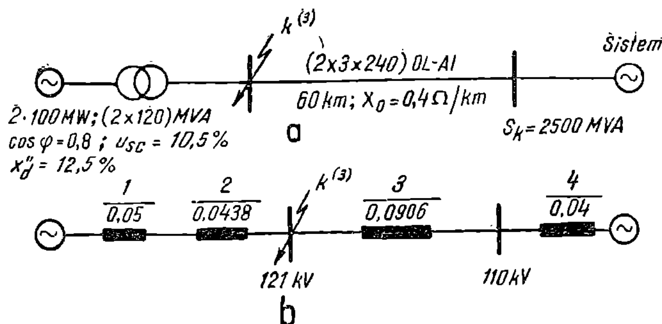


Fig. 6.2.5. Rețeaua electrică relativă la aplicația 6.2.5 :
a — schema inițială ; *b* — schema echivalentă.

Aplicația 6.2.5. Centrala electrică industrială echipată cu 2 grupuri de 100 MW este interconectată printr-o linie cu dublu circuit de 60 km lungime cu un sistem electroenergetic puternic, la barele căruia, puterea de scurtcircuit este de 2 500 MVA. Să se determine curentul de scurtcircuit trifazat la momentele $t = 0$; $t = 0{,}1$ s și $t = \infty$, considerîndu-se pentru calcule $S_b = 100$ MVA și $U_b = 115$ kV. Caracteristicile instalației sînt date în fig. 6.2.5.

REZOLVARE :

Determinarea reactanțelor relative și de calcul

Reactanțele echivalente ale generatoarelor, transformatoarelor liniei și sistemului, în unități relative, au valorile :

— reactanța relativă totală a generatoarelor :

$$X_g^* = X_1 = 0{,}125 \frac{100}{200} 0{,}8 = 0{,}05 ;$$

— reactanța relativă totală a transformatoarelor :

$$X_t^* = X_2 = 0{,}105 \frac{100}{2 \cdot 120} = 0{,}0438 ;$$

— reactanța relativă totală a liniei :

$$X_L^* = X_3 = \frac{0{,}4 \cdot 60}{2} = \frac{100}{115^2} = 0{,}0906 ;$$

— reactanța relativă a sistemului :

$$X_s^* = X_4 = \frac{S_b}{S_{scc}} = \frac{100}{2 \cdot 500} = 0{,}04$$

Cu aceste valori, se calculează reactanțele ramurilor din stînga și din dreapta locului de scurtcircuit și se obține :

— pentru ramura din stînga cu centrala electrică :

$$X_5 = X_1 + X_2 = 0{,}05 + 0{,}0438 = 0{,}0938 ;$$

— pentru ramura din dreapta, cu sistemul electric :

$$X_6 = X_3 + X_4 = 0{,}0906 + 0{,}04 = 0{,}1306.$$

Reactanța de calcul a centralei corespunzătoare punctului de scurtcircuit este :

$$X_c^* = X_5 \frac{S_n}{S_b} = 0{,}0938 \frac{200}{100 \cdot 0{,}8} = 0{,}2345.$$

În ramura din dreapta sistemului se consideră independent, iar intensitatea curentului este constantă în timpul procesului de scurtcircuit.

Determinarea curenților de scurtcircuit

Folosindu-se curbele de calcul pentru turbogeneratoare prevăzute cu regulatoare automate de tensiune, date în fig. 6.1.12 *b*, se determină, în mărimi relative, următoarele valori ale componentei periodice a curentului de scurtcircuit pentru momentele $t = 0$; $t = 0{,}1$ s și $t = \infty$:

$$I_0^* = 4{,}31 \; ; \quad I_{0,1}^* = 3{,}6 \text{ și } I_\infty^* = 2{,}45$$

Curenții de scurtcircuit în unități absolute debitați de centrala electrică au valorile :

$$I_0 = 4{,}3 I_N = 4{,}3 \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0{,}8} = 4{,}3 \cdot 1{,}26 = 5{,}418 \text{ kA}$$

$$I_{0,1} = 3{,}6 I_N = 3{,}6 \cdot 1{,}26 = 4{,}536 \text{ kA} \; ; \; I_\infty = 2{,}45\, I_N = 2{,}45 \cdot 1{,}26 = 3{,}09 \text{ kA}$$

Pentru sistemul electric se obține :

$$I_s = I_\infty = \frac{I_b}{X_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0{,}1306} = 3{,}85 \text{ kA}$$

Curentul total de scurtcircuit în punctul *k*, la diferite momente, se determină prin însumarea celor doi curenți, obținându-se următoarele valori :

$$I_0 = 9{,}268 \text{ kA} \; ; \; I_{0,1} = 8{,}386 \text{ kA} \; ; \; I_\infty = 6{,}94 \text{ kA}$$

Cu ajutorul acestor date se poate calcula curentul de șoc, a cărei valoare este 23,6 kA, care se poate compara cu curentul de stabilitate dinamică și termică al echipamentelor electrice și cu capacitatea de închidere în scurtcircuit a întreruptoarelor. În același mod, se poate aprecia și capacitatea de rupere a acestora din urmă, ținînd seama de curentul de scurtcircuit la momentul $t = 0{,}1$ s.

Cu ajutorul acelorași curbe de calcul se pot determina și puterile de scurtcircuit pentru timpii ceruți, acestea fiind întotdeauna proporționale cu curenții de scurtcircuit prin intermediul unui factor constant. Rezultă :

— pentru centrala electrică :

$$S_0 = 4{,}3 \cdot 250 = 1\,075 \text{ MVA} \; ; \; S_{0,1} = 3{,}6 \cdot 250 = 900 \text{ MVA}$$

$$S_\infty = 2{,}45 \cdot 250 = 612{,}5 \text{ MVA}$$

în care s-a considerat $S_n = \frac{200}{0{,}8} = 250$ MVA.

— pentru sistemul electric :

$$S_{sist} = \frac{S_b}{X_6} = \frac{100}{0{,}1306} = 766 \text{ MVA}.$$

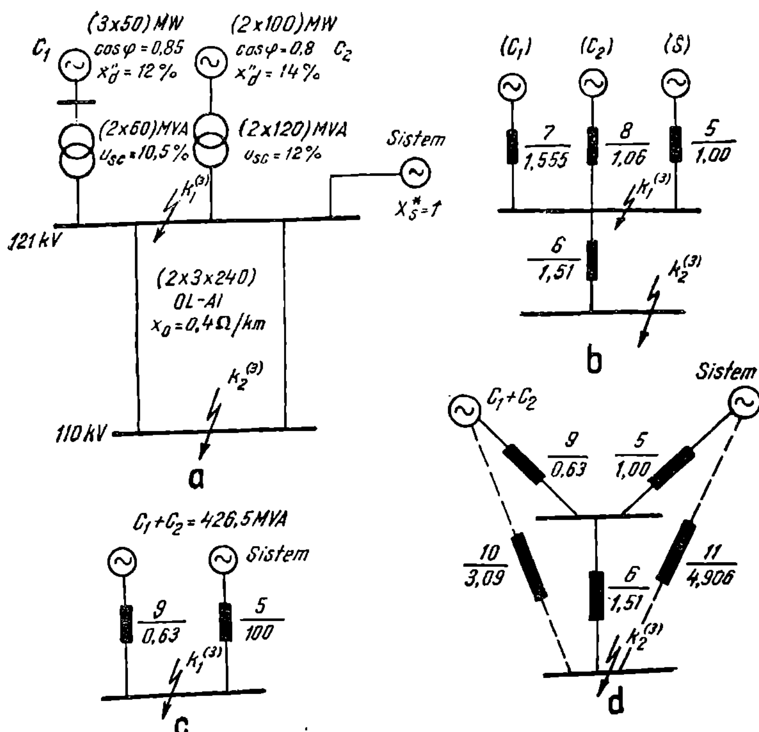


Fig. 6.2.6. Rețeaua electrică relativă la aplicația 6.2.6 :
a — schema inițială ; *b* — schema echivalentă a reactanțelor ; *c*, *d* — scheme echivalente finale de calcul.

Se observă influența liniei electrice de 110 kV asupra reducerii puterii de scurtcircuit a sistemului, care scade în punctul k de aproximativ trei ori și jumătate.

Puterea totală de scurtcircuit corespunzătoare punctului k, la diferite momente, are următoarele valori :

$$S_0 = 1\,841 \text{ MVA} ; \; S_{0,1} = 1\,666 \text{ MVA și } S_\infty = 1\,378,5 \text{ MVA}$$

Aplicația 6.2.6. Să se determine curentul de scurtcircuit trifazat în punctele de defect k_1 și k_2, din sistemul electric prezentat în figura 6.2.6, la timpii $t = 0$; $t = 0,1$ s ; $t = \infty$. Centralele electrice sînt echipate cu turboalternatoare cu regulatoare automate de tensiune. Se consideră mărimile de bază : $S_b = 1\,000$ MVA și $U_b = 115$ kV.

REZOLVARE :

a) *Calculul reactanțelor elementelor sistemului* :

— pentru centrala electrică C_1 :

$$X_g^* = X_1 = 0,12 \frac{1\,000}{150} 0,85 = 0,68 ;$$

$$X_t^* = X_2 = 0,105 \frac{1\,000}{120} = 0,875 ;$$

— pentru centrala electrică C_2 :

$$X_g^* = X_3 = 0,14 \frac{1\,000}{200} 0,8 = 0,56 ;$$

$$X_t^* = X_4 = 0,12 \frac{1\,000}{240} = 0,6 ;$$

— pentru sistemul electric :

$$X_s^* = X_5 = 1,00 ;$$

— pentru linia electrică :

$$X_L^* = X_6 = \frac{0,4 \cdot 100}{2} \frac{1\,000}{115^2} = 1,51.$$

Schema echivalentă a sistemului electric cu reactanțele calculate este prezentată în fig. 6.2.6 *b*, în care :

$$X_7 = X_1 + X_2 = 0,68 + 0,875 = 1,555 ;$$

$$X_8 = X_3 + X_4 = 0,56 + 0,5 = 1,06.$$

b) *Calculul curenților de scurtcircuit trifazat*

Schema echivalentă corespunzătoare punctului k_1, este prezentată în fig. 6.2.6 *c*, în care :

$$X_9 = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8} = \frac{1,555 \cdot 1,06}{1,555 + 1,06} = 0,63.$$

Se determină reactanța relativă de calcul pentru centralele electrice *1* și *2* cu ajutorul relației (6.1.54) și se obține :

$$X_{1C} = X_9 \cdot \frac{S_N}{S_b} = 0,63 \frac{426,5}{1\,000} = 0,269.$$

Folosindu-se curbele de calcul pentru această valoare a reactanței de calcul, rezultă următorul aport al centralelor electrice la alimentarea defectului :

$$I_0^* = 3,7 ; \quad I_{0.1}^* = 3,1 ; \; I_\infty^* = 2,35$$

sau în unități absolute :

$$I_0 = 3,7 \; I_N = 3,7 \frac{426,5}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,93 \text{ kA} ; \; I_{0,1} = 3,1 \cdot 2,144 = 6,65 \text{ kA} ;$$

$$I_\infty = 2,35 \cdot 2,144 = 5,04 \text{ kA}.$$

Puterile de scurtcircuit corespunzătoare timpilor indicați impuse numai de centralele electrice, au următoarele valori :

$$S_0 = 3,7 \; S_N = 3,7 \cdot 426,5 = 1\,578 \text{ MVA} ; \; S_{0,1} = 3,1 \cdot 426,5 = 1\,322 \text{ MVA} ;$$

$$S_\infty = 2,35 \cdot 426,5 = 1\,002 \text{ MVA}.$$

Curentul debitat de sistemul electric, în unități absolute, este :

$$I_s = \frac{I_B}{X_s^*} = \frac{1\,000}{\sqrt{3}\cdot 115\cdot 1{,}00} = 5{,}02 \text{ kA},$$

ceea ce corespunde evident unei puteri de scurtcircuit de 1 000 MVA.

Curenții totali de scurtcircuit rezultă prin sumarea celor două contribuții, adică :

$$I_0 = 12{,}95 \text{ kA}\ ;\ I_{0.1} = 11{,}67 \text{ kA}\ ;\ I_\infty = 10{,}06 \text{ kA}.$$

În același mod, se pot calcula puterile totale de scurtcircuit la timpii indicați :

$$S_{t_0} = 2\,578 \text{ MVA}\ ;\ S_{t_{0.1}} = 2\,322 \text{ MVA}\ ;\ S_{t\infty} = 2\,002 \text{ MVA},$$

precum și curentul de șoc și valoarea efectivă a acestuia :

$$(i_{şoc})_{k_1} = 2{,}55\cdot 12{,}95 = 33{,}02 \text{ kA}\ ;\ (I_{şoc})_{k_1} = 1{,}52\cdot 12{,}95 = 19{,}68 \text{ kA}.$$

Ținîndu-se seama că timpul de declanșare al întreruptoarelor de 110 kV este de 0,1 s, rezultă că $I_{0,1} = 6{,}65$ kA corespunde capacității de rupere reale în aceste condiții, sau că $S_{0,1} = 2\,322$ MVA este puterea de scurtcircuit asociată acestei valori a capacității de rupere.

Pentru punctul de scurtcircuit k_2 se calculează reactanțele laturilor triunghiului deschis, trasate punctat în fig. 6.2.6 *d*, folosindu-se rețeaua reactanțelor înscrise în fig. 6.2.6 *b* și 6.2.6 *c* și se obține :

$$X_{10} = X_9 + X_6 + \frac{X_9\cdot X_6}{X_5} = 0{,}63 + 1{,}51 + \frac{0{,}63\cdot 1{,}51}{1{,}00} = 3{,}09\ ;$$

$$X_{11} = X_5 + X_6 + \frac{X_5\cdot X_6}{X_9} = 1{,}00 + 1{,}51 + \frac{1{,}00\cdot 1{,}51}{0{,}63} = 4{,}906.$$

Se determină reactanța de calcul pentru ramura X_{10} corespunzătoare centralelor electrice și se obține :

$$X_{2C}^* = X_{10}\cdot\frac{S_n}{S_b} = 3{,}09\cdot\frac{426{,}5}{1\,000} = 1{,}318$$

Folosindu-se curbele de calcul din fig. 6.1.12 pentru $X_{2C} = 1{,}318$ rezultă următoarele valori relative ale componentelor periodice ale curenților de scurtcircuit sau ale puterilor de scurtcircuit corespunzătoare :

$$I_0^* = 0{,}76\ ;\ I_{0.1}^* = 0{,}7\ ;\ I_\infty^* = 0{,}86$$

sau în unități absolute :

$$I_0 = 0{,}76\cdot 2{,}144 = 1{,}66 \text{ kA}\ ;\ I_{0,1} = 0{,}7\cdot 2{,}144 = 1{,}5 \text{ kA}\ ;$$

$$I_\infty = 0{,}86\cdot 2{,}144 = 1{,}84 \text{ kA}$$

și

$$S_0 = 0{,}76\cdot 426{,}5 = 324 \text{ MVA}\ ;\ S_{0,1} = 0{,}7\cdot 426{,}5 = 299 \text{ MVA}\ ;$$

$$S_\infty = 0{,}86\cdot 426{,}5 = 367 \text{ MVA}.$$

Aportul sistemului electric se calculează, folosindu-se reactanța relativă corespunzînd ramurii X_{11}. Rezultă :

$$I_0 = I_{0,1} = I_\infty = \frac{I_b}{X_{11}} = \frac{5,02}{4,906} = 1,023 \text{ kA}$$

sau :

$$S_0 = S_{0.1} = S_\infty = \frac{S_b}{X_{11}} = \frac{1\,000}{4,906} = 204 \text{ MVA}.$$

Curenții totali de scurtcircuit sau puterile corespunzătoare rezultă prin sumare, adică :

$$I_{t_0} = 2,683 \text{ kA} ; \; I_{t_{0,1}} = 2,523 \text{ kA} ; \; I_{t\infty} = 2,863 \text{ kA}$$

sau :

$$S_{t_0} = 528 \text{ MVA} ; \; S_{t_{0,1}} = 503 \text{ MVA} ; \; S_{t\infty} = 571 \text{ MVA}.$$

Curentul de șoc și valoarea efectivă a acestuia corespund valorilor :

$$(i_{şoc})_{k_2} = 2,55 \cdot 2,683 = 6,84 \text{ kA} ; \; (I_{şoc})_{k_2} = 1,52 \cdot 2,684 = 4,08 \text{ kA}.$$

Se constată că solicitările la curenții de scurtcircuit ai echipamentelor și instalațiilor electrice, în general, sînt mult limitate în punctul de defect k_2, de către linia de transport de energie de 110 kV.

Aplicația 6.2.7. Sistemul electric format din două centrale electrice echipate cu cîte două grupuri fiecare, de 50 MW și respectiv 100 MW, alimentează doi consumatori industriali puternici de 40 MVA și 80 MVA, conectați la barele de 10,5 kV (fig. 6.2.7). Să se determine curenții de șoc la scurtcircuit în punctele k_1 și k_2, în vederea aprecierii stabilității electrodinamice a echipamentului electric, ținînd seama și de influența sarcinilor. Sarcina conectată la barele centralei de (2×50) MW se consideră a fi formată din motoare electrice asincrone mari, caracterizate prin următoarele elemente : $E''^* = 0,9$ și $X_m''^* = 0,20$. Sarcina conectată la bara centralei de (2×100) MW, a cărei valoare este 80 MVA, reprezintă o sarcină generalizată, pentru care $E''^* = 0,85$ și $X_m''^* = 0,35$. Pentru ambele cazuri studiate, se vor compara rezultatele cu situația în care se neglijează sarcinile.

REZOLVARE :

a) *Determinarea curenților fără considerarea sarcinilor*

Pentru calcularea reactanțelor se consideră $S_b = 100$ MVA și $U_b = U_{med} = 115$ kV. Tensiunile electromotoare supratranzitorii relative ale centralelor electrice se aleg, conform indicațiilor anterioare, egale cu o valoare medie de 1,1.

Reactanțele relative ale elementelor rețelei se calculează cu relația (6.1.41) și au valorile :

$$X_1^* = 0,145 \frac{100}{200} \cdot 0,8 = 0,058 ; \; X_2^* = 0,125 \frac{100}{100} 0,8 = 0,1 ; \; X_3^* = 0,35 \frac{100}{80} = 0,438$$

$$X_4^* = 0,2 \frac{100}{40} = 0,5 ; \; X_5^* = 0,105 \frac{100}{120} = 0,075 ; \; X_6^* = 0,105 \frac{100}{80} = 0,131$$

$$X_7^* = 0,4 \cdot 70 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,211.$$

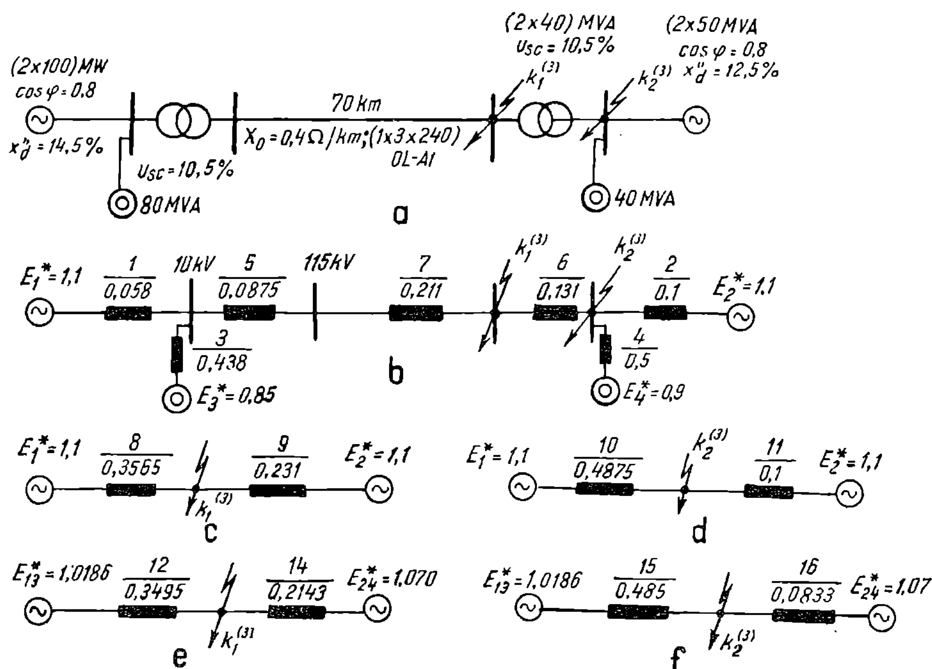


Fig. 6.2.7. Rețeaua electrică relativă la aplicația 6.2.7 :

a — schema inițială ; *b* — schema echivalentă a tuturor reactanțelor ; *c, d* — scheme echivalente de calcul al curentului de șoc la scurtcircuit fără considerarea sarcinilor ; *e, f* — idem, cu considerarea sarcinilor.

Schemele echivalente corespunzătoare celor două puncte de scurtcircuit sînt date în fig. 6.2.7 *c* și *d*, în care :

$$X_8^* = X_1^* + X_5^* + X_7^* = 0,3565 ;$$
$$X_9^* = X_2^* + X_6^* = 0,231 ;$$
$$X_{10}^* = X_8^* + X_6^* = 0,4875 ; \; X_{11}^* = X_2^* = 0,10.$$

Reactanțele echivalente finale ale celor două scheme date în fig. 6.2.7, *c* și *d* au valorile :

$$(X_e^*)_{k_1} = X_8^* \| X_9^* = 0,14 ; \; (X_e)_{k_2} = X_{10}^* \| X_{11}^* = 0,083.$$

Curenții supratranzitorii inițiali, curenții de șoc la scurtcircuit și valorile efective ale curenților de șoc sînt :

$$(I_0'')_{k_1} = (I_0''^*)_{k1} \cdot I_b = \frac{1,1}{0,14} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 3,95 \text{ kA},$$
$$(i_{șoc})_{k_1} = 2,55 \cdot 3,95 = 10,073 \text{ kA},$$
$$(I_{șoc})_{k_1} = 1,52 \cdot 3,95 = 6 \text{ kA} ;$$
$$(I_0'')_{k_2} = I_0''^* \cdot I_b = \frac{1,1}{0,083} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 72,96 \text{ kA},$$
$$(i_{șoc})_{k_2} = 2,55 \cdot 72,96 = 186 \text{ kA},$$
$$(I_{șoc})_{k_2} = 1,52 \cdot 72,96 = 110,9 \text{kA}.$$

b) *Determinarea curenților cu considerarea sarcinilor*

În acest caz, se pun mai întîi în paralel tensiunile electromotoare E_1^* și E_3^*, E_2^* și E_4^*, precum și reactanțele corespunzătoare, obținîndu-se următoarele rezultate :

$$E_{13}^* = E_1^* \| E_3^* = \frac{\frac{1,1}{0,058} + \frac{0,85}{0,438}}{\frac{1}{0,058} + \frac{1}{0,438}} = 1,0186 \text{ ; } X_{13}^* = X^* \| X_3^* = 0,051 \text{ ;}$$

$$E_{24}^* = E_2^* \| E_4^* = \frac{\frac{1,1}{0,1} + \frac{0,9}{0,5}}{\frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,5}} = 1,070 \text{ ; } X_{24}^* = X_2^* \| X_4^* = 0,0833.$$

Schemele echivalente corespunzătoare sînt date în fig. 6.2.7 *e* și *f*, din care reies următoarele rezultate :

– pentru schema din fig. 6.2.7 *e* :

$$X_{12}^* = X_{13}^* + X_5^* + X_7^* = 0,051 + 0,0875 + 0,211 = 0,3495 \text{ ;}$$

$$X_{14}^* = X_{24}^* + X_6^* = 0,0833 + 0,131 = 0,2143 \text{ ;}$$

$$(E_e^*)_{k_1} = \frac{\frac{1,0186}{0,3495} + \frac{1,070}{0,2143}}{\frac{1}{0,3495} + \frac{1}{0,2143}} = 1,052 \text{ ; } (X_e^*)_{k_1} = X_{12}^* \| X_{14}^* = \frac{0,3495 \cdot 0,2143}{0,56 \cdot 38} = 0,1308.$$

Curentul supratranzitoriu inițial și curentul de șoc au valorile :

$$(I_0'')_{k_1} = (I_0^*)_{k_1} \cdot I_b = \frac{1,052}{0,1308} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 4,043, \text{ kA ;}$$

$$(i_{soc})_{k_1} = 2,55 \cdot 4,043 = 10,31 \text{ kA ; } (I_{soc})_{k_1} = 1,52 \cdot 4,043 = 6,15 \text{ kA ;}$$

– pentru schema din fig. 6.2.7 *f* :

$$X_{15}^* = X_{15}^* + X_5^* + X_7^* + X_6^* = 0,051 + 0,0875 + 0,211 + 0,131 =$$

$$= 0,4805 \text{ ; } X_{16}^* = X_{24}^* = 0,0833$$

$$(E_e^*)_{k_2} = \frac{\frac{1,0186}{0,4805} + \frac{1,07}{0,0833}}{\frac{1}{0,4805} + \frac{1}{0,0833}} = 1,063 \text{ ;}$$

$$(X_e^*)_{k_2} = X_{15}^* \| X_{16}^* = \frac{0,4805 \cdot 0,0833}{0,4805 + 0,0833} = 0,071.$$

Curentul supratranzitoriu inițial și curentul de șoc au valorile :

$$(I_0'')_{k_2} = \frac{1,063}{0,071} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 82,42 \text{ kA ; } (i_{soc})_{k_2} = 2,55 \cdot 82,42 = 210,17 \text{ kA ;}$$

$$(I_{soc})_{k_2} = 1,52 \cdot 82,42 = 125,28 \text{ kA.}$$

Observații. 1) Curenții de șoc la scurtcircuit au fost determinați în plus deoarece s-a acceptat un coeficient de șoc global (sursă + sarcină) egal cu 1,8.

2) Se constată că sarcina contribuie la creșterea curentului supratranzitoriu inițial și, indirect, a curenților de șoc la scurtcircuit. În cazul unor scurtcircuite care sînt îndepărtate electric, influența sarcinii este redusă și, în consecință, considerarea ei se poate neglija. Pentru scurtcircuitul din punctul k_1, influența sarcinii este numai 2%. Dacă scurtcircuitele se produc la bare la care sînt conectate și motoare electrice, atunci influența acestora crește. Pentru precizia calculelor, dacă sarcina se compune din motoare asincrone și sincrone mari sau compensatoare sincrone, se poate ține seamă de influența ei prin considerarea parametrilor indicați mai sus. În cazul scurtcircuitului din punctul k_2, această influență este de aproximativ 13%.

Aplicația 6.2.8. Să se calculeze curenții de scurtcircuit monofazat și bifazat cu punere la pămînt și să se traseze variația raportului k_p al curenților prin pămînt, pentru diferite valori ale raportului dintre reactanța de succesiune homopolară și cea de succesiune directă. Caracteristicile elementelor instalațiilor electrice sînt date în fig. 6.2.8 *a*. Reactanța de succesiune directă a liniilor de energie se consideră 0,4 Ω/km, iar reactanța de succesiune homopolară se va considera $X_0 = 2{,}5 \cdot 0{,}4 = 1$ Ω/km pentru linia simplă și $X_0 = 4 \cdot 0{,}4 = 1{,}6$ Ω/km pentru linia cu dublu circuit. Raportul $\frac{X_0}{X_1}$ la barele sistemului electric se consideră egal cu 2,0, iar puterea de scurtcircuit trifazată în același loc se ia 2 500 MVA. În fiecare instalație se consideră numai un singur transformator pus direct la pămînt.

REZOLVARE :

Se calculează reactanțele de diferite succesiuni pentru elementele instalațiilor de energie și se obține :

— pentru succesiune directă

$$X_g = \frac{12}{100} \cdot \frac{115^2}{150} \cdot 0{,}85 = 9 \ \Omega ; \quad X_{T_1} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{115^2}{189} = 7{,}35 \ \Omega$$

$$X_{L_1} = 0{,}4 \cdot 60 = 24 \ \Omega ; \quad X_{L_2} = 0{,}4 \cdot \frac{50}{2} = 10 \ \Omega$$

$$X_s = \frac{115^2}{2\,500} = 5{,}29 \ \Omega.$$

Reactanța echivalentă corespunzătoare succesiunii directe, raportată la locul de scurtcircuit, reiese din fig. 6.2.8 *b* și are valoarea :

$$X_1 = \frac{40{,}35 \cdot 15{,}29}{40{,}35 + 15{,}29} = 11{,}08 \ \Omega.$$

— pentru succesiunea inversă, considerîndu-se că centrala electrică și sistemul au aceeași reactanță ca la succesiunea directă, valoarea reactanței echivalente se obține din aceeași schemă dată în fig. 6.2.8 *b*, în care dispar sursele electromotoare. Rezultă

$$X_2 = X_1 = 11{,}08 \ \Omega$$

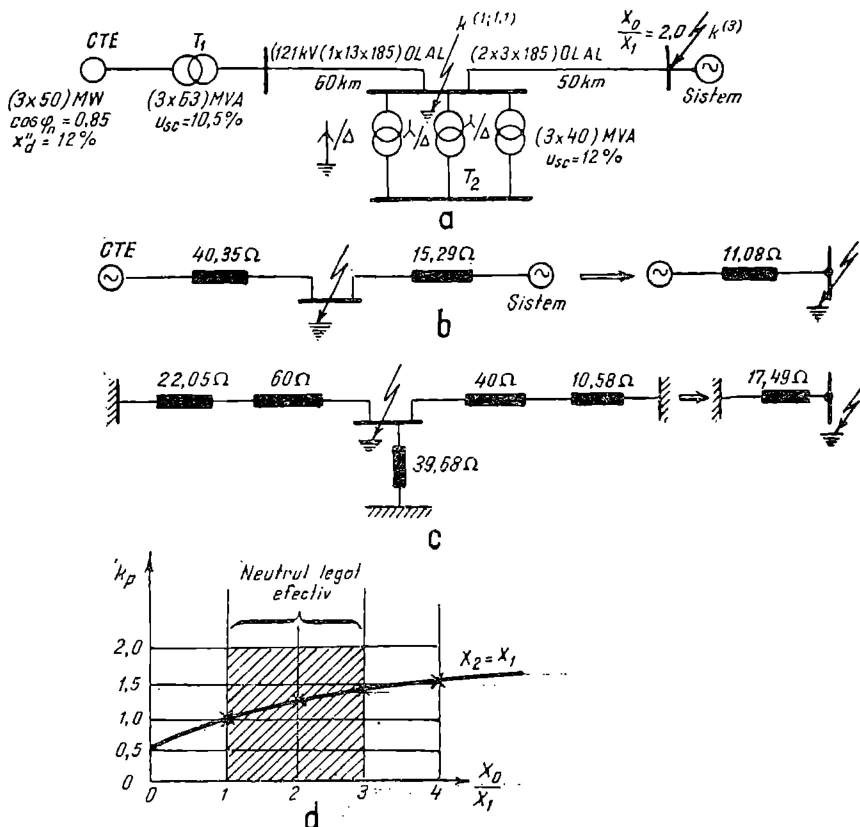


Fig. 6.2.8. Sistemul electric relativ la aplicația 6.2.8 :

a — schema monofilară inițială ; *b* — schema echivalentă de succesiune directă ; *c* — schema echivalentă de succesiune homopolară ; *d* — variația coeficientului curenților prin pămînt pentru diverse rapoarte $\frac{X_0}{X_1}$.

— pentru succesiunea homopolară, cu un transformator legat la pămînt în fiecare stație de transformare, se obține :

$$X_{0T_1} = \frac{12}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 22{,}05\ \Omega\ ;\ X_{0L_1} = 2{,}5 \cdot 24 = 60\ \Omega$$

$$X_{0s} = 2 \cdot 5{,}29 = 10{,}58\ \Omega\ ;\ X_{0L_2} = 4 \cdot 10 = 40\ \Omega$$

$$X_{0T_2} = \frac{12}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 39{,}68\ \Omega$$

Reactanța echivalentă de succesiune homopolară rezultă din schema dată în fig. 6.2.8 *c*, prin punerea în paralel a celor trei reactanțe :

$$X_0 = \frac{82{,}05 \cdot 50{,}58 \cdot 39{,}68}{82{,}05 \cdot 50{,}58 + 82{,}05 \cdot 39{,}68 + 50{,}58 \cdot 39{,}68} = 17{,}49\ \Omega$$

Raportul $\frac{X_0}{X_1}$ la barele de înaltă tensiune unde are loc scurtcircuitul are valoarea egală cu 1,579.

Calculul curentului de scurtcircuit monofazat

În acest caz, conform relaţiilor (6.1.24) şi (6.1.25) se obţine :

$$I_e^{(1)} = I_1^{(1)} = I_2^{(1)} = \frac{E''}{X_1 + X_2 + X_0} = \frac{E''}{2X_1 + X_0} = 1{,}1\ \frac{115}{\sqrt{3}\cdot 39{,}56} = 1{,}85\ \text{kA}$$

şi

$$I_k^{(1)} = 3I_1^{(1)} = 3\cdot 1{,}85 = 5{,}55\ \text{kA}.$$

Calculul curentului de scurtcircuit bifazat cu pămînt

În acest caz, conform relaţiilor (6.1.31) şi (6.1.32) se obţine :

$$I_1^{(1.1)} = \frac{E''}{X_1 + X_2 \parallel X_0} = \frac{1{,}1\cdot 115}{\sqrt{3}\left(11{,}08 + \frac{11{,}08\cdot 11{,}49}{11{,}08 + 17{,}49}\right)} = 4{,}1\ \text{kA}$$

$$I_2^{(1.1)} = -\frac{X_0}{X_0 + X_2}\cdot I_1^{(1.1)} = -\frac{17{,}49}{28{,}57}\cdot 4{,}1 = -2{,}5\ \text{kA}$$

$$I_0^{(1.1)} = -\frac{X_2}{X_0 + X_2}\cdot I_0^{(1.1)} = -\frac{11{,}08}{28{,}57}\cdot 4{,}1 = -1{,}6\ \text{kA}$$

şi

$$I_S^{(1.1)} = I_T^{(1.1)} = \sqrt{3}\, I_1^{(1.1)}\sqrt{1 - \frac{X_0\cdot X_2}{(X_0 + X_2)^2}} = \sqrt{34{,}1}\sqrt{1 - \frac{17{,}49\cdot 11{,}08}{(28{,}57)^2}} = 6{,}19\ \text{kA}$$

Coeficientul curenţilor prin pămînt $k_p = \frac{I_0^{(1)}}{I_0^{(1.1)}}$

Acest coeficient se poate studia în funcţie de raportul $\frac{X_0}{X_1}$ ţinînd seama că :

$$k_p = \frac{I_0^{(1)}}{I_0^{(1.1)}} = \frac{\dfrac{1{,}1U_n}{\sqrt{3}(X_0 + X_1 + X_2)}}{\dfrac{1{,}1U_n}{\sqrt{3}\left(X_1 + \dfrac{X_2\cdot X_0}{X_2 + X_0}\right)}\cdot\dfrac{X_2}{X_0 + X_2}} = \frac{X_1X_2 + X_1X_0 + X_2X_0}{X_1X_2 + X_2 + X_0X_2} =$$

$$= \frac{\dfrac{X_2}{X_1} + \dfrac{X_0}{X_1} + \dfrac{X_2}{X_1}\cdot\dfrac{X_0}{X_1}}{\dfrac{X_2}{X_1} + \left(\dfrac{X_2}{X_1}\right)^2 + \dfrac{X_2}{X_1}\cdot\dfrac{X_0}{X_1}}$$

Dacă se consideră $X_2 = X_1$ se obţine relaţia simplă :

$$k_p = \frac{1 + 2\dfrac{X_0}{X_1}}{2 + \dfrac{X_0}{X_1}}$$

care variază în limitele $0{,}5 \leqslant k_p \leqslant 2$.

În cazul studiat rezultă:

$$k_p = \frac{1,85}{1,6} = \frac{1 + 2 \cdot \frac{17,49}{11,08}}{2 + \frac{17,49}{11,08}} = \frac{1 + 2 \cdot 1,56}{2 + 1,56} = 1,157.$$

Variaţia raportului $k_p = \left(\frac{X_0}{X_1}\right)$ este dată în fig. 6.2.8 *d*, ţinînd seama că:

— pentru $\frac{X_0}{X_1} = 1$, $k_p = 1$; pentru $\frac{X_0}{X_1} = 2$; $k_p = 1,25$

— pentru $\frac{X_0}{X_1} = 3$, $k_p = 1,4$; pentru $\frac{X_0}{X_1} = 4$, $k_p = 1,5$.

Dacă se presupun două transformatoare puse direct la pămînt în staţia de transformare T_2, atunci:

$$X_0 = 12,2\ \Omega \text{ şi } \frac{X_0}{X_1} = \frac{12,2}{11,08} = 1,1,$$

iar raportul curenţilor prin pămînt:

$$k_p = \frac{1 + 2 \cdot 1,1}{2 + 1,1} = 1,03.$$

Aplicaţia 6.2.9. Un consumator electric industrial este alimentat printr-o staţie de transformatoare de 110/38,5/6,3 kV, echipată cu două transformatoare de 40 MVA fiecare. Această staţie este conectată printr-o linie de 110 kV cu dublu circuit, la un sistem electroenergetic format din două centrale termoelectrice (centralele *A* şi *C*) şi o centrală hidroelectrică (centrala *B*). Să se calculeze curenţii de scurtcircuit trifazat la momentele $t = 0$, $t = 0,1$ şi $t = \infty$ în punctele de defect considerate pe barele de înaltă tensiune (k_1, k_2, k_3) şi pe cele trei sisteme de bare ale staţiei de transformare (k_4, k_5, k_6). Pentru barele de 6 kV ale staţiei de transformare se vor alege bobine de reactanţă, prin care să se limiteze puterea de scurtcircuit la cel mult 50 MVA. Caracteristicile generatoarelor, transformatoarelor şi liniilor electrice sînt notate în fig. 6.2.9. Pentru calculul reactanţelor în unităţi relative se consideră $S_b = 100$ MVA şi $U_b = 115$ kV.

REZOLVARE:

Calculul reactanţelor relative

Reactanţele fiecărui generator din centralele *A* şi *C* au valorile:

$$X^*_{g\,A,C} = \frac{x''_d}{100} \frac{S_b}{S_n} = \frac{12,9}{100} \cdot \frac{100}{58,8} = 0,22.$$

Reactanţa fiecărui hidrogenerator din centrala *B*:

$$X^*_{g\,B} = \frac{x''_d}{100} \frac{S_b}{S_n} = \frac{30}{100} \frac{100}{58,8} = 0,51.$$

Reactanţele fiecărui transformator cu două înfăşurări:

$$X_t = \frac{u_k}{100} \frac{S_b}{S_n} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{60} = 0,175.$$

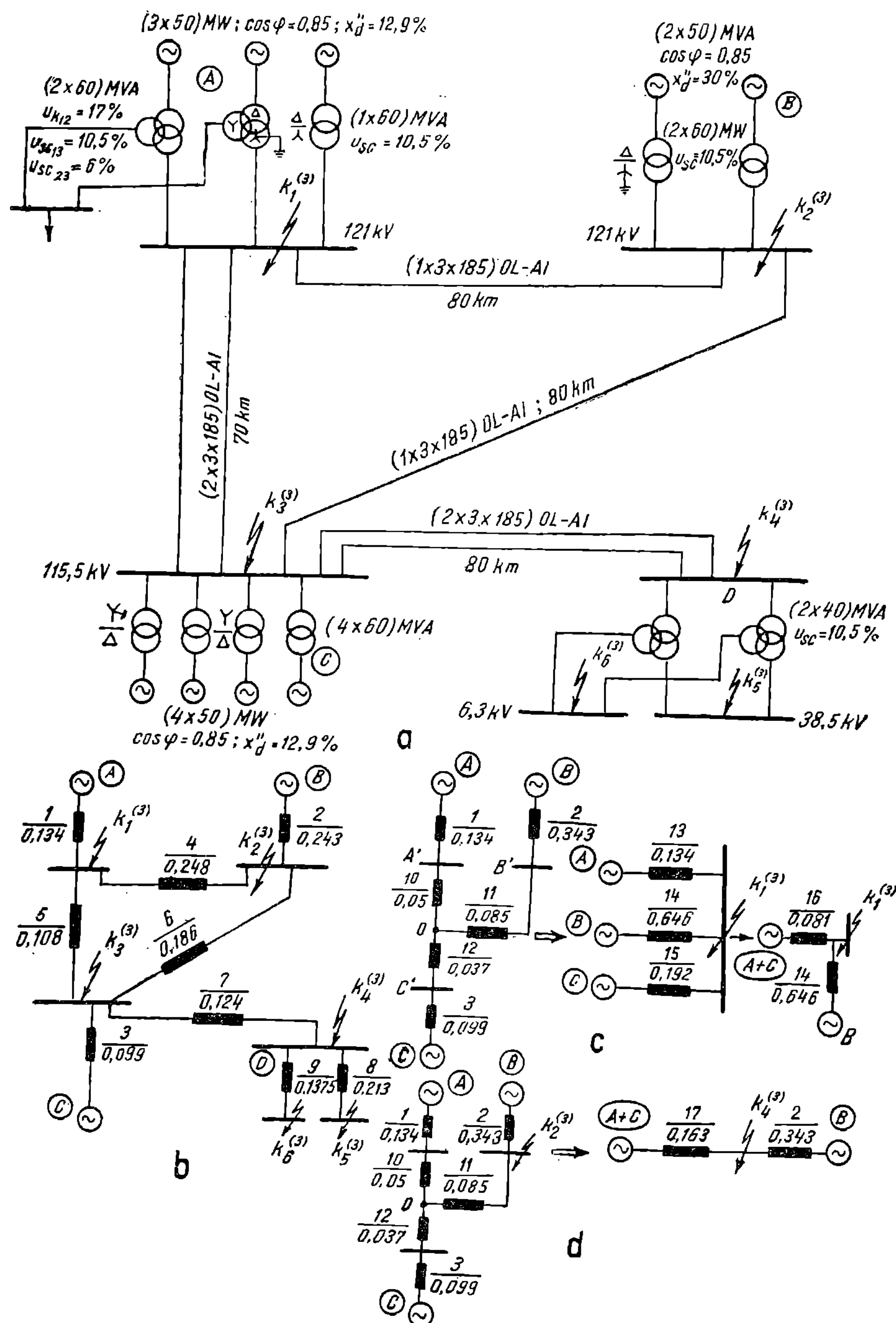


Fig. 6.2.9. Sistemul electric relativ la aplicaţia 6.2.9 :

a — schema iniţială ; *b* — schema echivalentă a reactanţilor ; *c*÷*h* — scheme echivalente pentru calculul curenţilor de scurtcircuit în diferite puncte.

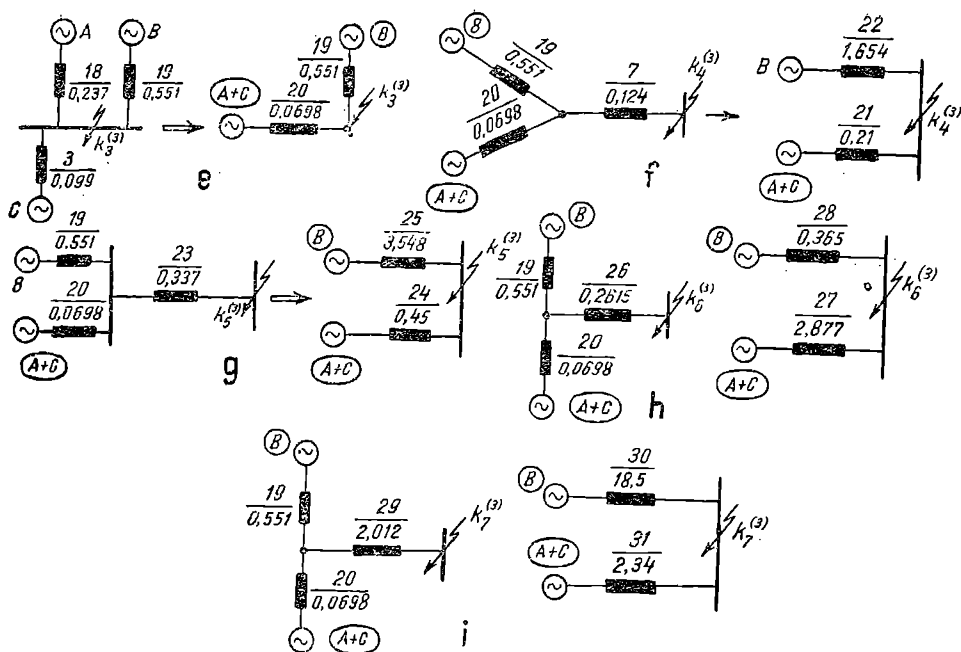


Fig. 6.2.9.

Pentru determinarea reactanțelor relative ale transformatoarelor cu trei înfăşurări, din centrala A și stația de transformare D se calculează, mai întîi, cu ajutorul tensiunilor de scurtcircuit date $u_{k_{12}} = 17\%$; $u_{k_{13}} = 10{,}5\%$ şi $u_{k_{23}} = 6\%$, tensiunile de scurtcircuit pentru fiecare înfăşurare, ale căror valori sînt :

$$u_{sc_1} = \frac{1}{2}(u_{sc_{12}} + u_{sc_{13}} - u_{sc_{23}}) = 0{,}5(0{,}17 + 0{,}105 - 0{,}06) = 0{,}11;$$

$$u_{sc_2} = \frac{1}{2}(u_{sc_{21}} + u_{sc_{23}} - u_{sc_{13}}) = 0{,}5(0{,}17 + 0{,}06 - 0{,}105) = 0{,}06;$$

$$u_{sc_3} = \frac{1}{2}(u_{sc_{31}} + u_{sc_{32}} - u_{sc_{12}}) = 0{,}5(0{,}105 + 0{,}06 - 0{,}17) \approx 0.$$

Ținînd seama de aceste rezultate se obține :

— pentru transformatoarele din centrala A, cu puterea nominală egală cu 60 MVA :

$$X_{t_1}^* = \frac{u_{sc_1}}{100}\frac{S_b}{S_n} = \frac{11}{100}\frac{100}{60} = 0{,}183; \qquad X_{t_2}^* = \frac{u_{sc_2}}{100}\frac{S_b}{S_n} = \frac{6}{100}\frac{100}{60} = 0{,}1;$$

$$X_{t_3}^* = \frac{u_{sc_3}}{100}\frac{S_b}{S_n} \approx 0;$$

— pentru transformatoarele din stația de transformare D, a căror putere nominală este de 40 MVA, reactanțele înfășurărilor sînt :

$$X_{t_1}^* = \frac{11}{100}\frac{100}{40} = 0{,}275\ ; \quad X_{t_2}^* = \frac{6}{100}\frac{100}{40} = 0{,}15\ ; \quad X_{t_3}^* \approx 0.$$

Reactanțele liniilor electrice în unități relative se calculează acceptîndu-se o reactanță specifică egală cu 0,4 Ω/km. În aceste condiții, se obține :

$$X_{AB}^* = \frac{X_{(\Omega)}}{X_b} = X_{(\Omega)}\frac{S_b}{U_b^2} = 0{,}4\cdot 80\cdot\frac{100}{115^2} = 0{,}248\ ;$$

$$X_{BC}^* = 0{,}4\cdot 60\,\frac{100}{115^2} = 0{,}186\ ;$$

$$X_{AC}^* = \frac{0{,}5\cdot 70}{2}\,\frac{100}{115^2} = 0{,}108\ ;$$

$$X_{CD}^* = \frac{0{,}4\cdot 80}{2}\,\frac{100}{115^2} = 0{,}124.$$

Schema echivalentă a reactanțelor totale este dată în fig. 6.2.9, *b* în care reactanțele generatoarelor și transformatoarelor din centrale, ale stației de transformare și ale liniilor s-au notat cu indici, avînd valorile :

$$X_A^* = X_1^* = 0{,}134\ ; \quad X_B^* = X_2^* = 0{,}343\ ; \quad X_C^* = X_3^* = 0{,}099\ ;$$

$$X_4^* = 0{,}248\ ; \quad X_5^* = 0{,}108\ ; \quad X_6^* = 0{,}186\ ; \quad X_7^* = 0{,}124\ ;$$

$$X_8^* = 0{,}213\ ; \quad X_9^* = 0{,}1375.$$

Calculul curenților de scurtcircuit trifazat

Calculul curenților de scurtcircuit trifazat va fi efectuat în ipoteza că generatoarele centralelor electrice sînt echipate cu regulatoare automate.

1) *Scurtcircuit trifazat în punctul* k_1

Se compune schema echivalentă, ținînd seama de reactanțele echivalente totale, care rezultă pentru fiecare instalație în parte prin punerea în paralel și în serie a reactanțelor parțiale calculate mai sus. Stația de transformare D, cu linia ei de alimentare, precum și circuitul de medie tensiune al centralei A nu intervin. Transfigurîndu-se triunghiul ABC din schema 6.2.9 *b* rezultă următoarele valori :

$$X_{A'0}^* = X_{10}^* = \frac{0{,}108\cdot 0{,}248}{0{,}542} = 0{,}05\ ; \quad X_{B'0}^* = X_{11}^* = \frac{0{,}186\cdot 0{,}248}{0{,}542} = 0{,}085$$

$$X_{C'0}^* = X_{12}^* = \frac{0{,}186\cdot 0{,}108}{0{,}542} = 0{,}037$$

iar schema echivalentă corespunzătoare este dată în fig. 6.2.9 *c*, care a fost prezentată prin transformări succesive, la forma ei cea mai simplă, în care :

$$X_{13}^* = X_1^* = 0{,}134\ ; \quad X_{14}^* = 0{,}428 + 0{,}05 + \frac{0{,}05\cdot 0{,}428}{0{,}127} = 0{,}646$$

$$X_{15}^* = 0{,}127 + 0{,}05 + \frac{0{,}127\cdot 0{,}05}{0{,}428} = 0{,}192$$

$$X_{16}^* = \frac{X_{13}\cdot X_{15}}{X_{13} + X_{15}} = \frac{0{,}134\cdot 0{,}192}{0{,}326} = 0{,}079$$

În schema echivalentă finală s-au grupat, de o parte, centralele termoelectrice A şi C şi, de altă parte, centrala hidroelectrică B.

Contribuţia la alimentarea defectului se va lua în considerare pe tipuri de surse generatoare, termo şi hidro, suprapunîndu-se apoi efectele. Această contribuţie se calculează cu ajutorul curbelor de calcul, ţinîndu-se seama de reactanţele de calcul corespunzătoare.

Astfel, pentru centralele termoelectrice se obţine:

$$X_c^* = X_{16}^* \frac{S_n}{S_b} = 0{,}079 \frac{413}{100} = 0{,}326$$

unde S_n reprezintă suma puterilor aparente nominale ale centralelor.

Ţinîndu-se seama de această reactanţă, se obţin din curbele de calcul pentru timpii $t = 0$; $t = 0{,}1$ şi $t = \infty$, următoarele valori relative ale componentei periodice:

$$I_0^* = 3{,}0 ; \quad I_{0,1}^* = 2{,}52 ; \quad I_\infty^* = 2{,}2$$

sau în unităţi absolute:

$$I_0 = I_0^* I_n = I_0^* \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n} = 3{,}0 \frac{413}{\sqrt{3}\cdot 115} = 6{,}21 \text{ kA} ;$$

$$I_{0,1} = I_{0.1}^* I_n = 2{,}52 \frac{413}{\sqrt{3}\cdot 115} = 5{,}21 \text{ kA} ;$$

$$I_\infty = I_\infty^* I_n = 2{,}2 \frac{413}{\sqrt{3}\cdot 115} = 4{,}55 \text{ kA}.$$

Curentul de şoc la scurtcircuit are valoarea:

$$i_{şoc} = 2{,}55\ I_0 = 2{,}55\cdot 6{,}21 = 15{,}83 \text{ kA},$$

iar puterile de scurtcircuit corespunzătoare:

$$S_0 = \sqrt{3}\cdot 115\cdot 6{,}21 = 1\ 235 \text{ MVA} ; \quad S_{0,1} = \sqrt{3}\cdot 115\cdot 5{,}21 = 1\ 038 \text{ MVA} ;$$

$$S_\infty = \sqrt{3}\cdot 115\cdot 4{,}55 = 905 \text{ MVA}.$$

Contribuţia centralei hidroelectrice se calculează ţinîndu-se seama de valoarea reactanţei de calcul corespunzătoare:

$$X_c^* = 0{,}646 \frac{118}{100} \approx 0{,}76,$$

care introdusă în curbele de calcul, permite să se determine următoarele valori de curenţi, în unităţi relative:

$$I_0^* = 1{,}38 ; \quad I_{0,1}^* = 1{,}275 ; \quad I_\infty^* = 1{,}57$$

şi în unităţi absolute:

$$I_0 = I_0^* I_n + 1{,}38 \frac{118}{\sqrt{3}\cdot 115} = 0{,}818 \text{ kA} ; \quad I_{0,1} = 0{,}756 \text{ kA} ; \quad I_\infty = 0{,}98 \text{ kA}.$$

Curentul de şoc la scurtcircuit are valoarea:

$$i_{şoc} = 2{,}55\cdot 0{,}818 = 2{,}09 \text{ kA},$$

iar puterile de scurtcircuit corespunzătoare :

$$S_0 = \sqrt{3}\cdot 115\cdot 0{,}818 = 163 \text{ MVA}; \quad S_{0,1} = \sqrt{3}\cdot 115\cdot 0{,}756 = 151 \text{ MVA};$$

$$S_\infty = \sqrt{3}\cdot 115\cdot 0{,}98 = 195 \text{ MVA}.$$

Curenții totali de scurtcircuit pe barele de 110 kV ale centralei A au valorile :

$$I_0 = 6{,}21 + 0{,}818 = 7{,}028 \text{ kA}; \quad I_{0,1} = 5{,}21 + 0{,}756 = 5{,}966 \text{ kA};$$

$$I_\infty = 4{,}55 + 0{,}98 = 5{,}53 \text{ kA}.$$

Curentul total de şoc la scurtcircuit este :

$$i_{soc} = 15{,}83 + 2{,}09 = 17{,}91 \text{ kA},$$

iar puterile totale de scurtcircuit corespunzătoare :

$$S_0 = 1\,398 \text{ MVA}; \quad S_{0,1} = 1\,189 \text{ MVA}; \quad S_\infty = 1\,100 \text{ MVA}.$$

2) *Scurtcircuit trifazat în punctul* k_2

În acest caz, schemele echivalente succesive sînt indicate în fig. 6.7.9 *d*, în care s-a transfigurat triunghiul ABC într-o stea cu reactanțele X^*_{13}, X^*_{14}, X^*_{15} ale căror valori sînt :

$$X^*_{10} = \frac{0{,}108\cdot 0{,}248}{0{,}542} = 0{,}05; \quad X^*_{11} = \frac{0{,}186\cdot 0{,}248}{0{,}542} = 0{,}085;$$

$$X^*_{12} = \frac{0{,}186\cdot 0{,}108}{0{,}542} = 0{,}037.$$

De asemenea, pentru schema echivalentă finală se determină :

$$X^*_{17} = \frac{0{,}184\cdot 0{,}136}{0{,}184 + 0{,}136} + 0{,}085 = 0{,}163.$$

Reactanța de calcul pentru centralele A și C și curentul nominal corespunzător al acestora au valorile :

$$X^*_c = X^*_{17}\frac{413}{100} = 0{,}674; \quad I_n = \frac{413}{\sqrt{3}\cdot 115} = 2{,}07 \text{ kA}.$$

Din curbele de calcul reies următoarele valori ale componentei periodice a curentului de scurtcircuit, în unități relative :

$$I^*_0 = 1{,}47; \; I^*_{0,1} = 1{,}34; \; I^*_\infty = 1{,}595$$

sau în unități absolute :

$$I_0 = I^*_0 I_n = 1{,}47\cdot 2{,}07 = 3{,}04 \text{ kA}; \quad I_{0,1} = 2{,}77 \text{ kA}; \quad I^*_\infty = 3{,}15 \text{ kA}.$$

Curentul de şoc la scurtcircuit are valoarea :

$$i_{şoc} = 2{,}55\cdot 3{,}04 = 7{,}75 \text{ kA},$$

iar puterile de scurtcircuit corespunzătoare :

$$S_0 = \sqrt{3}\cdot 115\cdot 3{,}04 = 605 \text{ MVA}; \quad S_{0,1} = 552 \text{ MVA}; \quad S_\infty = 627 \text{ MVA}.$$

Pentru centrala hidroelectrică se determină :

$$X_c^* = X_2^* \frac{S_n}{S_b} = 0{,}343 \frac{118}{100} = 0{,}405 \text{ şi } I_n = \frac{118}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0{,}593 \text{ kA.}$$

De asemenea, utilizîndu-se curbele de calcul se obţin :

$$I_0^* = 3{,}15 \text{ ; } I_{0,1}^* = 2{,}62 \text{ ; } I_\infty^* = 2{,}7$$

sau :

$$I_0 = 3{,}15 \cdot 0{,}593 = 1{,}87 \text{ kA ; } I_{0,1} = 1{,}55 \text{ kA ; } I_\infty = 1{,}6 \text{ kA ; } i_{şoc} = 4{,}77 \text{ kA.}$$

Puterile de scurtcircuit corespunzătoare au valorile :

$$S_0 = 372 \text{ MVA ; } S_{0,1} = 300 \text{ MVA ; } S_\infty = 318 \text{ MVA.}$$

Curenţii totali de scurtcircuit şi puterile totale de scurtcircuit corespunzătoare se obţin prin însumare :

$$I_0 = 4{,}91 \text{ kA ; } I_{0,1} = 4{,}32 \text{ kA ; } I_\infty = 4{,}75 \text{ kA ; } i_{şoc} = 12{,}52 \text{ kA ;}$$

$$S_0 = 977 \text{ MVA ; } S_{0,1} = 862 \text{ MVA ; } S_\infty = 945 \text{ MVA.}$$

3) *Scurtcircuit trifazat în punctul* k_3

Schemele echivalente succesive, care se obţin în acest caz, sînt date în fig. 6.2.9 *e*, în care s-a transfigurat triunghiul $A'B'C'$ al reactanţelor de linie.

În aceste condiţii, conform notaţiilor din fig. 6.2.9 *e* se obţin următoarele reactanţe în plus faţă de schema iniţială dată în fig. 6.2.9 *b* :

$$X_{18}^* = 0{,}184 + 0{,}037 + \frac{0{,}184 \cdot 0{,}037}{0{,}428} = 0{,}237 \text{ ; } X_{19}^* = 0{,}428 + 0{,}037 +$$

$$+ \frac{0{,}428 \cdot 0{,}037}{0{,}184} = 0{,}551 \text{; } X_{20} = \frac{X_{18} \cdot X_3}{X_{18} + X_3} = \frac{0{,}237 \cdot 0{,}099}{0{,}237 + 0{,}099} = 0{,}0698.$$

Contribuţia centralelor la alimentarea scurtcircuitului se determină după cum urmează :

— pentru centralele A şi C reactanţa de calcul este :

$$X_c^* = X_{20}^* \frac{S_n}{S_b} = 0{,}0698 \frac{413}{100} = 0{,}288 \text{ ; } I_n = \frac{413}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2{,}07 \text{ kA,}$$

iar din curbele de calcul rezultă :

$$I_0^* = 5{,}0 \text{ ; } I_{0,1}^* = 4{,}7 \text{ ; } I_\infty^* = 3{,}23$$

sau în unităţi absolute :

$$I_0 = 5 \cdot 2{,}07 = 10{,}35 \text{ kA ; } I_{0,1} = 4{,}7 \cdot 2{,}07 = 9{,}75 \text{ kA ; } I_\infty = 3{,}23 \cdot 2{,}07 = 6{,}7 \text{ kA.}$$

Curentul de şoc la scurtcircuit şi puterile de scurtcircuit corespunzătoare au valorile :

$$i_{şoc} = 2{,}55 \cdot 10{,}35 = 26{,}4 \text{ kA ;}$$

$$S_0 = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10{,}35 = 2\,059 \text{ MVA ; } S_{0,1} = 1\,945 \text{ MVA ; } S_\infty = 1\,333 \text{ MVA ;}$$

— pentru centrala hidroelectrică B se determină :

$$X_c^* = X_{19}^* \frac{S_n}{S_b} = 0,551 \frac{118}{100} = 0,650 \; ; \quad I_n = \frac{118}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,593 \text{ kA}$$

şi :

$$I_0^* = 1,87 \; ; \quad I_{0.1}^* = 1,66 \; ; \quad I_\infty^* = 2,00$$

sau :

$$I_0 = 1,11 \text{ kA} \; ; \; I_{0,1} = 0,985 \text{ kA} \; ; \; I_\infty = 1,185 \text{ kA} \; ; \; i_{şoc} = 2,83 \text{ kA}.$$

Puterile de scurtcircuit corespunzătoare au valorile :

$$S_0 = 221 \text{ MVA} \; ; \; S_{0,1} = 196 \text{ MVA} \; ; \; S_\infty = 236 \text{ MVA}.$$

Curenţii totali de scurtcircuit şi puterile de scurtcircuit corespunzătoare sînt :

$$I_0 = 11,46 \text{ kA} \; ; \; I_{0,1} = 10,735 \text{ kA} \; ; \; I \, \infty = 7,885 \text{ kA} \; ; \; i_{şoc} = 29,23 \text{ kA} \; ;$$

$$S_0 = 2\,280 \text{ MVA} \; ; \; S_{0,1} = 2\,141 \text{ MVA} \; ; \; S = 1\,569 \text{ MVA}.$$

4) *Scurtcircuit trifazat în punctul* k_4

Schemele echivalente succesive se întocmesc ca la punctul 3, rezultatele transfigurărilor fiind date în fig. 6.2.9 *f*, în care se calculează în plus următoarele reactanţe :

$$X_{21}^* = X_{20}^* + X_7^* + \frac{X_{20}^* \cdot X_7^*}{X_{19}^*} = 0,0698 + 0,124 + \frac{0,0698 \cdot 0,124}{0,551} = 0,21$$

$$X_{22}^* = X_{19}^* + X_7^* + \frac{X_{19}^* \cdot X_7^*}{X_{20}^*} = 0,551 + 0,124 + \frac{0,124 \cdot 0,551}{0,0698} = 1,654.$$

Contribuţia centralelor la alimentrea scurtcircuitului se determină după cum urmează :

— pentru centralele termoelectrice A şi C :

$$X_c^* = X_{21}^* \frac{S_n}{S_b} = 0,21 \cdot \frac{413}{100} = 0,867 \; ; \; I_n = 2,07 \text{ kA}$$

şi :

$$I_0^* = 1,18 \; ; \; I_{0.1}^* = 1,28 \; ; \; I_\infty^* = 1,28$$

sau :

$$I_0 = 2,45 \text{ kA} \; ; \; I_{0,1} = 2,65 \text{ kA} \; ; \; I_\infty = 2,65 \text{ kA} \; ; \; i_{soc} = 6,25 \text{ kA}.$$

Puterile de scurtcircuit corespunzătoare au valorile :

$$S_0 = 487 \text{ MVA} \; ; \; S_{0,1} = 529 \text{ MVA} \; ; \; S_\infty = 529 \text{ MVA} \; ;$$

— pentru centrala hidroelectrică B :

$$X_c^* = X_{22}^* \frac{S_n}{S_b} = 1,654 \cdot \frac{118}{100} = 1,95 \; ; \; I_n = 0,593 \text{ kA}$$

şi :

$$I_0^* = 0,52 \; ; \; I_{0.1}^* = 0,53 \; ; \; I_\infty^* = 0,55$$

sau :

$$I_0 = 0,308 \text{ kA} \; ; \; I_{0,1} = 0,315 \text{ kA} \; ; \; I_\infty = 0,326 \text{ kA} \; ; \; i_{şoc} = 0,785 \text{ kA}.$$

De asemenea, se determină :

$$S_0 = 61 \text{ MVA} ; \ S_{0,1} = 63 \text{ MVA} ; \ S_\infty = 65 \text{ MVA}.$$

Curenții și puterile totale de scurtcircuit au valorile :

$$I_0 = 2{,}758 \text{ kA} ; \ I_{0,1} = 2{,}965 \text{ kA} ; \ I_\infty = 2{,}976 \text{ kA} ; \ i_{şoc} = 7{,}035 \text{ kA} ;$$

$$S_0 = 548 \text{ MVA} ; \ S_{0,1} = 592 \text{ MVA} ; \ S_\infty = 594 \text{ MVA}.$$

5) *Scurtcircuit în punctul* k_5

Schemele echivalente succesive ale sistemului electric sînt reprezentate în fig. 6.2.9 *g* și se compun analog cazului studiat la pct. 4, cu mențiunea că trebuie introdusă în serie cu reactanța liniei *CD* și reactanța corespunzătoare a transformatoarelor stației de transformare $D(X_8^*)$. În aceste condiții, se obțin următoarele reactanțe noi, în raport cu cele prezentate la pct. 4 :

$$X_{23}^* = X_7^* + X_8^* = 0{,}124 + 0{,}213 = 0{,}337$$

$$X_{24}^* = X_{20}^* + X_{23}^* + \frac{X_{20}^* \cdot X_{23}^*}{X_{19}^*} = 0{,}0698 + 0{,}337 + \frac{0{,}0698 \cdot 0{,}337}{0{,}551} = 0{,}45$$

$$X_{25}^* = X_{19}^* + X_{23}^* + \frac{X_{19}^* \cdot X_{23}^*}{X_{20}^*} = 0{,}551 + 0{,}337 + \frac{0{,}551 \cdot 0{,}337}{0{,}0698} = 3{,}548.$$

Pentru calculul contribuției centralelor în alimentarea scurtcircuitului se consideră ca mărimi de bază : $S_b = 100$ MVA și $U_b = 115$ kV. Se obține :

— pentru centralele termoelectrice *A* și *C* :

$$X_c^* = X_{24}^* \frac{S_n}{S_b} = 0{,}450 \frac{413}{100} = 1{,}86 ; \quad I_n = \frac{413}{\sqrt{3} \cdot 37} = 6{,}45 \text{ kA}$$

și :

$$I_0^* = 0{,}52 ; \ I_{0.1}^* = 0{,}49 ; \ I_\infty^* = 0{,}55$$

sau :

$$I_0 = 6{,}45 \cdot 0{,}52 = 3{,}38 \text{ kA} ; \ I_{0,1} = 0{,}49 \cdot 6{,}45 = 3{,}16 \text{ kA} ; \ I_\infty = 0{,}55 \cdot 6{,}45 =$$
$$= 3{,}58 \text{ kA} ; \ i_{şoc} = 2{,}55 \cdot 3{,}38 = 8{,}61 \text{ kA}.$$

Puterile de scurtcircuit corespunzătoare au valorile :

$$S_0 = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 3{,}38 = 216 \text{ MVA} ; \ S_{0,1} = 202 \text{ MVA} ; \ S_\infty = 229 \text{ MVA} ;$$

— pentru centrala hidroelectrică *B* :

$$X_c^* = X_{25}^* \frac{S_n}{S_b} = 3{,}548 \cdot \frac{118}{100} = 4{,}186 ; \ I_n = \frac{118}{\sqrt{3 \cdot 37}} = 1{,}84 \text{ kA}.$$

Deoarece $X_c > 3$, curentul de scurtcircuit se calculează cu relația :

$$I_0 = I_\infty = \frac{I_n}{X_c^*} = \frac{1.84}{3{,}65} = 0{,}504 \text{ kA}.$$

Curentul de șoc la scurtcircuit și puterea de scurtcircuit corespunzătoare sînt :

$$i_{şoc} = 2{,}55 \cdot 0{,}504 = 1{,}285 \text{ kA} ; \ S_k = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 0{,}504 = 32{,}3 \text{ MVA}.$$

Curenții totali de scurtcircuit și puterile de scurtcircuit corespunzătoare au valorile :

$$I_0 = 3{,}38 + 0{,}504 = 3{,}884 \text{ kA} ; \quad I_{0,1} = 3{,}16 + 0{,}504 = 3{,}664 \text{ kA} ;$$

$$I_\infty = 3{,}56 + 0{,}504 = 4{,}084 \text{ kA} ; \quad i_{șoc} = 8{,}61 + 1{,}285 = 9{,}895 \text{ kA} ;$$

$$S_0 = 248{,}3 \text{ MVA} ; \quad S_{0,1} = 235{,}3 \text{ MVA} ; \quad S_\infty = 261{,}3 \text{ MVA}.$$

6) *Scurtcircuit trifazat în punctul k_6*

Schemele echivalente succesive sînt analoage cu cele de la pct. 4 și 5, modificîndu-se numai reactanța transformatoarelor din stația de transformare *D*, conform figurii 6.2.9, *h* în care s-au determinat următoarele valori de reactanțe noi :

$$X_{26}^* = X_7^* + X_9^* = 0{,}124 + 0{,}1375 = 0{,}2615$$

$$X_{27}^* = X_{19}^* + X_{26}^* + \frac{X_{19}^* \cdot X_{26}^*}{X_{20}^*} = 0{,}551 + 0{,}2615 + \frac{0{,}551 \cdot 0{,}2615}{0{,}0698} = 2{,}877$$

$$X_{28}^* = X_{20}^* + X_{26}^* + \frac{X_{20}^* \cdot X_{26}^*}{X_{19}^*} = 0{,}0698 + 0{,}2615 + \frac{0{,}0698 \cdot 0{,}2615}{0{,}551} = 0{,}365$$

În continuare se calculează, luîndu-se ca bază $S_b = 100$ MVA; $U_b = 6{,}3$ kV, următoarele elemente :

— pentru centralele termoelectrice *A* și *C* :

$$X_c^* = X_{28}^* \frac{S_n}{S_b} = 0{,}365 \frac{413}{100} = 1{,}518 ; \quad I_n = \frac{413}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 37{,}8 \text{ kA}$$

și :

$$I_0^* = 0{,}65 ; \quad I_{0,1}^* = 0{,}605 ; \quad I_\infty^* = 0{,}72$$

sau :

$$I_0 = 24{,}6 \text{ kA} ; \quad I_{0,1} = 22{,}85 \text{ kA} ; \quad I_\infty = 27{,}2 \text{ kA} ; \quad i_{șoc} = 62{,}8 \text{ kA}.$$

Puterile de scurtcircuit corespunzătoare au valorile :

$$S_0 = 269 \text{ MVA} ; \quad S_{0,1} = 249 \text{ MVA} ; \quad S_\infty = 296 \text{ MVA} ;$$

— pentru centrala hidroelectrică *B* :

$$X_c^* = X_{27}^* \frac{S_n}{S_b} = 2{,}877 \frac{118}{100} = 3{,}39 ; \quad I_n = \frac{118}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 10{,}8 \text{ kA}.$$

Deoarece $X_c > 3$ nu se utilizează curbele de calcul și curentul de scurtcircuit are valoarea :

$$I_k = \frac{10{,}8}{3{,}26} = 3{,}32 \text{ kA și } i_{șoc} = 2{,}55 \cdot 3{,}32 = 8{,}47 \text{ kA}.$$

Puterea de scurtcircuit corespunzătoare are valoarea :

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 6{,}3 \cdot 3{,}32 = 35 \text{ MVA}.$$

Curenții totali de scurtcircuit și puterile de scurtcircuit respective sînt :

$$I_0 = 27{,}92 \text{ kA} ; \quad I_{0,1} = 26{,}17 \text{ kA} ; \quad I_\infty = 30{,}52 \text{ kA} ; \quad i_{șoc} = 71{,}27 \text{ kA} ;$$

$$S_0 = 305 \text{ MVA} ; \quad S_{0,1} = 285 \text{ MVA} ; \quad S_\infty = 334 \text{ MVA}.$$

7) *Alegerea bobinei de reactanță pentru reducerea curenților de scurtcircuit pe barele de 6 kV*

Deoarece puterea de scurtcircuit pe barele de 6 kV este mare, se montează bobine de reactanță, pentru limitarea acesteia la o valoare care să nu depășească 50 MVA. În acest caz se admite un curent mediu, pe fiecare plecare în cablu, cu intensitatea de 200 A, ceea ce corespunde la o putere de circa 2 MVA și se montează bobina de reactanță *R.B-6-200-4*, a cărei reactanță exprimată în unități relative are valoarea :

$$X_B^* = \frac{u_B}{100}\frac{I_b}{I_n}\frac{U_n}{U_b} = \frac{4}{100}\frac{9{,}175}{0{,}2}\frac{6}{6{,}3} = 1{,}75.$$

Schema echivalentă de calcul corespunde figurii 6.2.9, *i*, în care elementele noi, în raport cu figura 6.2.9 *h* sînt :

$$X_{29}^* = X_{28}^* + X_{13}^* = 0{,}2615 + 1{,}75 = 2{,}012$$

$$X_{30}^* = X_{19}^* + X_{29}^* + \frac{X_{19}^* \cdot X_{29}^*}{X_{20}^*} = 0{,}551 + 2{,}012 + \frac{0{,}551 \cdot 2{,}012}{0{,}0698} = 18{,}5$$

$$X_{31}^* = X_{20}^* + X_{29}^* + \frac{X_{20}^* \cdot X_{29}^*}{X_{19}^*} = 0{,}0698 + 2{,}012 + \frac{0{,}0698 \cdot 2{,}012}{0{,}551} = 2{,}34$$

În continuare se determină următoarele contribuții la alimentarea scurtcircuitului :

— pentru centralele termoelectrice A și C:

$$X_c^* = X_{31}^* \frac{S_n}{S_b} = 2{,}340\frac{413}{100} = 9{,}7 ; \quad I_n = \frac{413}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3} = 37{,}8 \text{ kA}.$$

Deoarece $X_c > 3$ nu se folosesc curbele de calcul și curentul de scurtcircuit (componenta periodică) are valoarea :

$$I_k = \frac{I_b}{X_{17}^*} = \frac{I_n}{X_c^*} = \frac{37{,}8}{9{,}7} = 3{,}9 \text{ kA} ; \quad i_{șoc} = 2{,}55 \cdot 3{,}9 = 9{,}92 \text{ kA}$$

iar puterea de scurtcircuit corespunzătoare :

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 6{,}3 \cdot 3{,}9 = 42{,}5 \text{ MVA} ;$$

— pentru centrala hidroelectrică B :

$$X_c^* = X_{30}^* \frac{S_n}{S_b} = 18{,}50\frac{118}{100} = 21{,}8 ; \quad I_n = \frac{113}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3} = 10{,}8 \text{ kA}$$

și :

$$I_k = \frac{I_b}{X_{30}^*} = \frac{9{,}175}{18{,}50} \approx 0{,}50 \text{ kA} ; \quad i_{șoc} = 2{,}55 \cdot 0{,}50 = 1{,}28 \text{ kA}$$

și puterea de scurtcircuit corespunzătoare :

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 6{,}3 \cdot 0{,}50 = 5{,}67 \text{ MVA}.$$

Curenții totali de scurtcircuit și puterile de scurtcircuit corespunzătoare au valorile :

$$I_k = 3{,}9 + 0{,}50 = 4{,}40 \text{ kA} ; \quad i_{șoc} = 9{,}92 + 1{,}28 = 11{,}20 \text{ kA} ;$$

$$S_k = 42{,}5 + 5{,}67 = 48{,}17 \text{ MVA} < 50 \text{ MVA}.$$

Se constată că introducerea unei bobine de reactanță pe plecările de 6 kV reduce apreciabil puterea de scurtcircuit, ceea ce contribuie la o reducere a investițiilor în echipamentul electric de comutație.

Aplicația 6.2.10. Să se efectueze studiul tratării neutrului în rețeaua electrică de 110 kV a sistemului electric din aplicația 6.2.9, considerîndu-se că pentru o bună legare la pămînt, raportul dintre reactanța echivalentă homopolară și cea directă, văzute din locul scurtcircuitului monofazat, trebuie să fie cuprins între 1 și 3. Se menționează că, pentru început, fiecare instalație electrică are cîte un transformator cu neutru legat direct la pămînt pe partea de 110 kV. Să se calculeze, pentru situația considerată, curentul de scurtcircuit monofazat pentru dimensionarea prizelor de pămînt ale transformatoarelor.

REZOLVARE :

În calcule și pentru întocmirea schemei de secvență homopolară se va ține seamă de următoarele elemente :

— pentru transformatoarele cu două înfășurări cu conexiunea Y_0/Δ, reactanța de secvență homopolară se va considera egală cu cea directă, adică :

$$X_0 = X_1 ;$$

— pentru transformatoarele cu trei înfășurări și conexiunea $Y_0/\Delta/Y$, reactanța de secvență homopolară, egală cu cea directă, se va considera :

$$X_0 = X_I + X_{III} = X_{I-III} = X_1 ;$$

— pentru bobine de reactanță , reactanța de secvență homopolară va fi considerată egală cu cea directă ;

— generatoarele electrice nu se consideră în schema de secvență homopolară, deoarece acestea sînt conectate cu înfășurarea în triunghi a transformatoarelor, care întrerupt circuitul homopolar ;

— în schema echivalentă de succesiune homopolară, liniile electrice de înaltă tensiune se introduc prin reactanța $X_0 = 3{,}5X_1$, dacă au numai un singur circuit și $X_0 = 5{,}5X_1$, dacă au două circuite ;

— verificarea tratării neutrului va lua în considerație inițial punerea la pămînt a unui singur transformator în fiecare instalație, conform figurii 6.2.9, *a*;

— schemele finale de succesiune directă se vor considera cele din problema 6.2.9.

a) **Determinarea rapoartelor $\frac{X_0}{X_1}$ în locurile de defect monofazat**

1) *Defect monofazat în punctul $k_1^{(1)}$ pe barele de 110 kV ale centralei A.* Ținîndu-se seamă de cele recomandate anterior, se întocmește schema echivalentă de succesiune homopolară, reprezentată în figura 6.2.10, *a*, în care reactanțele homopolare ale liniilor au fost considerate, după cum rezultă :

$$(X_0^*)_{AB} = X_4^* = 3{,}5 \cdot 0{,}248 = 0{,}868 ; \quad (X_0^*)_{AC} = X_5^* = 5{,}5 \cdot 0{,}108 = $$
$$= 0{,}594 ;$$

$$(X_0^*)_{BC} = X_6^* = 3{,}5 \cdot 0{,}186 = 0{,}651 ; \quad (X_0^*)_{CD} = X_7^* = 5{,}5 \cdot 0{,}124 =$$
$$= 0{,}682.$$

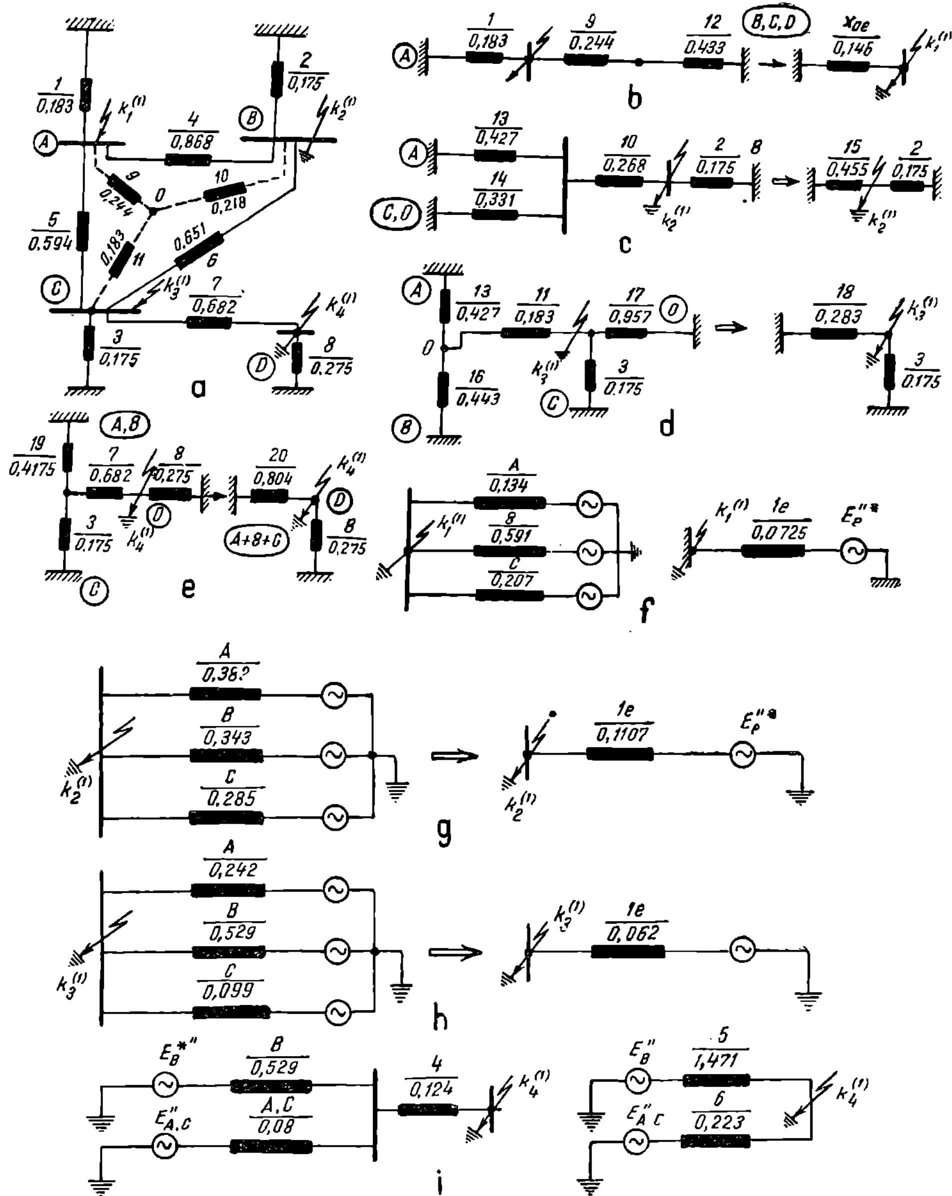


Fig. 6.2.10. Relativ la aplicația 6.2.10 :

a — schema reactanțelor de succesiune homopolară pentru sistemul din aplicația **6.2.9**; *b*÷*i* — scheme echivalente intermediare de calcul.

Restul reactanțelor de succesiune homopolară, egale cu cele de succesiune directă, au fost calculate în problema 6.2.9. În continuare, din transfigurarea triunghiului ABC într-o stea, se obțin următoarele valori de reactanțe homopolare :

$$X_9^* = \frac{0,868 \cdot 0,594}{0,868 + 0,594 + 0,651} = 0,244 ; \quad X_{10}^* = \frac{0,868 \cdot 0,651}{0,868 + 0,594 + 0,651} = 0,268 ;$$

$$X_{11}^* = \frac{0,651 \cdot 0,594}{0,868 + 0,594 + 0,651} = 0,183.$$

De asemenea, prin compunerea reactanțelor în serie și în paralel, se obține reactanța homopolară corespunzătoare ramurilor B, C și D, notată în figura 6.2.10 b cu indicele 12, a cărei valoare este :

$$X_{12}^* = \frac{X_3^*(X_7^* + X_8^*)}{X_3^* + X_7^* + X_8^*} + X_{11}^* + \frac{(X_2^* + X_{10}^*)\left[\frac{X_3^*(X_7^* + X_8^*)}{X_3^* + X_7^* + X_8^*} + X_{11}^*\right]}{X_2^* + X_{10}^* + \frac{X_3^*(X_7^* + X_8^*)}{X_3^* + X_7^* + X_8^*} + X_{11}^*} =$$

$$= \frac{0,175 \cdot 0,957}{0,175 + 0,957} + 0,183 + \frac{(0,148 + 0,183) \cdot 0,443}{0,443 + 0,331} = 0,433.$$

De asemenea, conform figurii 6.2.10, b, valoarea reactanței homopolare echivalente văzute din punctul $k_1^{(1)}$ este :

$$X_{0e}^* = \frac{X_1^*(X_9^* + X_{12}^*)}{X_1^* + X_9^* + X_{12}^*} = \frac{0,183 \cdot 0,677}{0,183 + 0,677} = 0,146.$$

Schema finală pentru succesiunea directă corespunde figurii 6.2.9 c, a cărei reactanță echivalentă are valoarea :

$$X_{1e}^* = \frac{0,081 \cdot 0,646}{0,081 + 0,646} = 0,072.$$

Raportul

$$\left(\frac{X_{0e}^*}{X_{1e}^*}\right)_{k_1^{(1)}} = \frac{0,146}{0,072} = 2,0,$$

valoare care se încadrează în limitele indicate.

2) *Defectul monofazat în punctul $k_2^{(1)}$ de la barele de 110 kV ale centralei B.* Schema echivalentă inițială corespunde și în acest caz figurii 6.2.10, a. Reducerea ei însă se va face în raport cu punctul $k_2^{(1)}$, obținîndu-se următoarele valori ale reactanțelor homopolare, notate în figura 6.2.10 c

$$X_{13}^* = X_1^* + X_9^* = 0,183 + 0,244 = 0,427 ; \quad X_{14}^* = \frac{X_3^* \cdot (X_7^* + X_8^*)}{X_3^* + X_7^* + X_8^*} + X_{11}^* =$$

$$= \frac{0,175 \cdot 0,957}{0,175 + 0,957} + 0,183 = 0,331 ; \quad X_{15}^* = \frac{X_{13}^* X_{14}^*}{X_{13}^* + X_{14}^*} + X_{10}^* = \frac{0,427 \cdot 0,331}{0,427 + 0,331} +$$

$$+ 0,268 = 0,455.$$

Reactanța echivalentă finală de succesiune homopolară are valoarea :

$$X_{0e}^* = \frac{X_{15}^* X_2^*}{X_{15}^* + X_2^*} = \frac{0,455 \cdot 0,175}{0,455 + 0,175} = 0,1265.$$

Reactanța totală de succesiune directă reiese din schema echivalentă reprezentată în figura 6.2.9, *d* și are valoarea :

$$X_{1e} = \frac{0{,}163 \cdot 0{,}343}{0{,}163 + 0{,}343} = 0{,}11.$$

Raportul dintre cele două reactanțe echivalente de succesiune homopolară și directă, văzute din punctul de defect $k_2^{(1)}$, are valoarea :

$$\left(\frac{X_{0e}}{X_{1e}}\right)_{k_2^{(1)}} = \frac{0{,}1265}{0{,}11} = 1{,}15,$$

care se încadrează în limitele cerute.

3) *Defectul monofazat în punctul* $k_3^{(1)}$ *corespunzător barelor de 110 kV ale centralei C.* În acest caz, schemele echivalente sînt date în figura 6.2.10, *d*, în care :

$$X_{13}^* = X_1^* + X_9^* = 0{,}183 + 0{,}244 = 0{,}427 ; \quad X_{16}^* = X_2^* + X_{10}^* =$$
$$= 0{,}175 + 0{,}268 = 0{,}443 ;$$
$$X_{17}^* = X_7^* + X_8^* = 0{,}682 + 0{,}275 = 0{,}957 ;$$
$$X_{18}^* = \frac{\left[\dfrac{X_{13}^* \cdot X_{16}^*}{X_{13}^* + X_{16}^*} + X_{11}^*\right] X_{17}^*}{\dfrac{X_{13}^* X_{16}^*}{X_{13}^* + X_{16}^*} + X_{11}^* + X_{17}^*} = \frac{0{,}4 \cdot 0{,}957}{0{,}4 + 0{,}957} = 0{,}283 ;$$
$$X_{0e}^* = \frac{X_{18}^* X_3^*}{X_{18}^* + X_3^*} = \frac{0{,}175 \cdot 0{,}283}{0{,}175 + 0{,}283} = 0{,}108.$$

Reactanța echivalentă de succesiune directă corespunzătoare scurtcircuitului $k_3^{(1)}$ rezultă din schema echivalentă 6.2.9 *e* și are valoarea :

$$X_{1e}^* = \frac{0{,}07 \cdot 0{,}551}{0{,}07 + 0{,}551} = 0{,}0619,$$

iar raportul :

$$\left(\frac{X_{0e}^*}{X_{1e}^*}\right)_{k_3^{(1)}} = \frac{0{,}108}{0{,}0619} = 1{,}75$$

se încadrează în limitele impuse prin temă.

4) *Defectul monofazat în punctul* $k_3^{(1)}$ *corespunzător barelor de 110 kV ale stației de transformare D.* Schemele echivalente succesive sînt date în figura 6.2.10 *e*, în care reactanțele au următoarele valori :

$$X_{19}^* = \frac{(X_1^* + X_9^*)(X_2^* + X_{10}^*)}{X_1^* + X_9^* + X_2^* + X_{10}^*} + X_{11}^* = \frac{0{,}427 \cdot 0{,}443}{0{,}427 + 0{,}443} +$$
$$+ 0{,}183 = 0{,}4175 ;$$
$$X_{20}^* = \frac{X_{19}^* \cdot X_3^*}{X_3^* + X_{19}^*} + X_7^* = \frac{0{,}4175 \cdot 0{,}175}{0{,}4175 + 0{,}175} + 0{,}682 = 0{,}804 ;$$
$$X_{0e}^* = \frac{X_{20}^* X_8^*}{X_8^* + X_{20}^*} = \frac{0{,}275 \cdot 0{,}804}{0{,}275 + 0{,}804} = 0{,}205.$$

Reactanţa de succesiune directă se obţine din figura 6.2.9, *f* şi are valoarea :

$$X_{1e}^{*} = \frac{1{,}654 \cdot 0{,}21}{1{,}654 + 0{,}21} = 0{,}186,$$

iar raportul dintre cele două reactanţe de succesiune homopolară şi de succesiune directă, pentru defectul monofazat $k_4^{(1)}$:

$$\left(\frac{X_{0e}^{*}}{X_{1e}^{*}}\right)_{k_4^{(1)}} = \frac{0{,}205}{0{,}186} = 1{,}1$$

se încadrează în limitele indicate în temă.

b) Calculul curenţilor de scurtcircuit monofazat pentru dimensionarea prizelor de pămînt

În calculul curenţilor de scurtcircuit monofazat se va considera că reactanţa de secvenţă inversă a generatoarelor este aproximativ egală cu cea de secvenţă directă. Pentru elemente pasive — transformatoare, linii, bobine, reactanţă — această egalitate este riguroasă.

1) *Stabilirea schemelor echivalente*

Pentru calculul curentului de scurtcircuit monofazat se iau reactanţele echivalente de succesiune directă, corespunzătoare diferitelor locuri de scurtcircuit, care au fost calculate în aplicaţia 6.2.9 şi care au fost reproduse la punctul (a) din această aplicaţie, împreună cu reactanţele echivalente de succesiune homopolară. În aceste condiţii, se obţine schemele echivalente ale diferitelor succesiuni, după cum urmează :

— *Schema echivalentă de succesiune directă* corespunde figurii 6.2.9 *c*, pentru care se calculează curentul debitat de fiecare sursă generatoare, care este egal pentru cele trei centrale, deoarece acestea au aceleaşi puteri nominale, acelaşi factor de putere şi debitează la aceeaşi tensiune, adică :

$$I_A = I_B = I_C = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5 \cdot 0{,}85} = 3{,}235 \text{ kA} ;$$

Tensiunile electromotoare supratranzitorii ale surselor generatoare conectate în spatele reactanţelor supratranzitorii longitudinale se calculează ţinînd seama de căderile de tensiune în acestea şi de tensiunile la bornele fiecărei surse. Rezultatele care se obţin sînt următoarele :

$$E_A'' = E_C'' = X_d'' \cdot I_A \sin \varphi + \frac{U_g}{\sqrt{3}} = 0{,}24 \cdot 1{,}715 + \frac{10{,}5}{\sqrt{3}} = 6{,}481 \text{ kV}$$

$$E_B'' = X_d'' \cdot I_B \sin \varphi + \frac{U_g}{\sqrt{3}} = 0{,}562 \cdot 1{,}715 + \frac{10{,}5}{\sqrt{3}} = 7{,}033 \text{ kV},$$

în care reactanţa supratranzitorie longitudinală a fiecărei surse a fost calculată în unităţi absolute, fiind raportată la tensiunea nominală a generatorului.

Ţinînd seama că scurtcircuitul monofazat are loc la înaltă tensiune, se raportează tensiunile electromotoare supratranzitorii calculate şi se obţine pentru fiecare sursă generatoare :

$$E''_A = 6{,}481\,\frac{121}{10{,}5} = 74{,}9\,; \quad E''_B = 7{,}033\,\frac{121}{10{,}5} = 81{,}05 \text{ kV}$$

$$E''_C = 6{,}481\,\frac{115{,}5}{10{,}5} = 71{,}30 \text{ kV}$$

Tensiunea electromotoare supratranzitorie echivalentă celor trei surse în paralel se calculează cu relaţia cunoscută din electrotehnică, considerîndu-se admitanţele ramurilor, adică :

$$E''_e = \frac{E''_B \cdot Y_A + E''_B \cdot Y_B + E''_C \cdot Y_C}{Y_A + Y_B + Y_C} = \frac{74{,}9 \cdot \frac{1}{0{,}134} + 81{,}05 \cdot \frac{1}{0{,}591} + 71{,}30 \cdot \frac{1}{0{,}207}}{\frac{1}{0{,}134} + \frac{1}{0{,}591} + \frac{1}{0{,}207}} =$$

$$= 74{,}40 \text{ kV}$$

sau în unităţi relative :

$$E''_e = \frac{E''_e}{U_b/\sqrt{3}} = \frac{74{,}40 \cdot \sqrt{3}}{115} = 1{,}119,$$

unde s-a considerat $U_b = 115$ kV.

Schema echivalentă finală de succesiune directă corespunde figurii 6.2.10 *f*, care are reactanţă relativă :

$$X^*_{1e} = \frac{1}{Y^*_e} = \frac{1}{Y^*_A + Y^* + Y^*_C} = \frac{1}{\frac{1}{0{,}134} + \frac{1}{0{,}591} + \frac{1}{0{,}207}} = 0{,}0725.$$

— *Schema de succesiune inversă* este considerată identică cu cea din figura 6.2.10 *f*, în care însă lipseşte tensiunea electromotoare echivalentă, adică :

$$X^*_{2e} = X^*_{1e} = 0{,}0725.$$

— *Schema de succesiune homopolară* corespunde figurii 6.2.10 *b*, avînd o reactanţă echivalentă homopolară :

$$X^*_{0e} = 0{,}146.$$

Curentul de scurtcircuit monofazat, exprimat în unităţi relative, are valoarea :

$$I^{(1)}_* = 3\,\frac{E''^*_e}{X^*_{1e} + X^*_{2e} + X^*_{0e}} = 3\,\frac{1{,}119}{0{,}0725 + 0{,}0725 + 0{,}146} = 12{,}2.$$

Ţinîndu-se seamă de valoarea curentului de bază :

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0{,}502 \text{ kA},$$

rezultă :

$$I^{(1)} = I^{(1)}_* I_b = 12{,}2 \cdot 0{,}502 = 6{,}12 \text{ kA}.$$

Pentru dimensionarea prizei de punere la pămînt se face repartiția curenților în schema echivalentă de succesiunea homopolară, pornindu-se de la schema finală, care este cea mai simplă, spre schemele inițiale, mai complicate. Curenții se repartizează invers proporțional cu reactanțele. Ținîndu-se seama de schema echivalentă din figura 6.2.10 *b*, se obține :

$$I_A^{(1)} = 6{,}12 \cdot \frac{0{,}146}{0{,}183} = 4{,}88 \text{ kA și } I_{B.C.D}^{(1)} = 6{,}12 \cdot \frac{0{,}146}{0{,}677} = 1{,}32 \text{ kA.}$$

În dimensionarea prizei de pămînt interesează însă numai primul curent calculat, așa încît repartiția curentului $I_{B.C.D}^{(1)}$, prin reactanțele schemei echivalente din figura 6.2.10 *a* nu se mai efectuează.

2) *Calculul curentului de scurtcircuit monofazat în punctul* $k_2^{(1)}$. Schema de succesiune directă corespunde figurii 6.2.9 *d*, care transformată are reactanțele date în figura 6.2.10, *g*.

Curenții debitați de generatoare și tensiunile electromotoare, raportate sau neraportate la partea de înaltă tensiune, sînt aceleași de la pct. b.1). Tensiunea electromotoare echivalentă are valoarea :

$$E_e'' = \frac{74{,}9 \frac{1}{0{,}382} + 81{,}05 \frac{1}{0{,}343} + 71{,}30 \frac{1}{0{,}285}}{\frac{1}{0{,}382} + \frac{1}{0{,}343} + \frac{1}{0{,}285}} = 75{,}42 \text{ kV}$$

sau în unități relative :

$$E_e''^{*} = \frac{75{,}42}{115/\sqrt{3}} = 1{,}135$$

Reactanța de succesiune directă echivalentă este dată în figura 6.2.10 *g* și are valoarea :

$$X_{1e}^{*} = \frac{1}{Y_{1ech}^{*}} = \frac{1}{Y_A^{*} + Y_B^{*} + Y_C^{*}} = \frac{1}{9{,}05} = 0{,}1107.$$

Schema echivalentă de succesiune inversă are aceeași reactanță adică:

$$X_{1e}^{*} = X_{2e}^{*} = 0{,}1107.$$

Schema echivalentă de succesiune homopolară este dată în figura 6.2.10 *c* a cărei reactanță echivalentă are valoarea egală cu 0,1265.

Ținîndu-se seamă de cele trei reactanțe echivalente de succesiune directă, inversă și homopolară, se determină curentul de scurtcircuit monofazat, a cărei valoare este :

$$I_*^{(1)} = \frac{3 \cdot 1{,}135}{0{,}1107 + 0{,}1107 + 0{,}1265} = 10{,}53$$

sau în unități absolute :

$$I^{(1)} = I_*^{(1)} \cdot I_b = 9{,}79 \cdot 0{,}502 = 4{,}920 \text{ kA.}$$

Se repartizează acest curent în schema de succesiune homopolară din figura 6.2.10, *c* și se determină curentul din latura care interesează, adică cea corespunzătoare reactanței relative egală cu 0,175. Se obține:

$$I_B^{(1)} = 4{,}920 \frac{0{,}455}{0{,}455 + 0{,}175} = 3{,}55 \text{ kA}.$$

3) *Calculul curentului de scurtcircuit monofazat în punctul* $K_3^{(1)}$.

În acest caz, schema echivalentă de succesiune directă este dată în figura 6.2.9, *e*, ale cărei reactanțe finale corespunzătoare ramurilor *A*, *B*, *C* sînt date în figura 6.2.10, *h* pentru care se determină:

$$E_e'' = \frac{74{,}9 \frac{1}{0{,}242} + 81{,}05 \frac{1}{0{,}529} + 71{,}30 \frac{1}{0{,}099}}{\frac{1}{0{,}242} + \frac{1}{0{,}529} + \frac{1}{0{,}099}} = 73{,}40 \text{ kV}$$

sau în unități relative:

$$E_e''^* = \frac{73{,}40}{115/\sqrt{3}} = 1{,}104.$$

Reactanța echivalentă de succesiune directă are valoarea:

$$X_{1e}^* = \frac{1}{Y_e^*} = \frac{1}{\frac{1}{0{,}242} + \frac{1}{0{,}529} + \frac{1}{0{,}099}} = 0{,}062.$$

Schema echivalentă de succesiune inversă are aceeași reactanță cu cea de succesiune directă, dar cea de succesiune homopolară corespunde figurii 6.2.10, *d*. Ținîndu-se seama de cele trei scheme echivalente, se determină curentul de scurtcircuit monofazat, în unități relative:

$$I_*^{(1)} = 3 \frac{1{,}104}{0{,}062 + 0{,}062 + 0{,}108} = 14{,}28$$

sau în unități absolute:

$$I^{(1)} = I_*^{(1)} I_b = 14{,}28 \cdot 0{,}502 = 7{,}17 \text{ kA}.$$

Se repartizează acest curent în schema echivalentă de succesiune homopolară din figura 6.2.10 *d* și se obține curentul din reactanța corespunzătoare centralei *C*, care interesează, adică:

$$I_e^{(1)} = 7{,}17 \frac{0{,}283}{0{,}283 + 0{,}175} = 4{,}24 \text{ kA}.$$

4) *Calculul curentului de scurtcircuit monofazat în punctul* $k_4^{(1)}$.

Schema echivalentă de succesiune directă corespunde figurii 6.2.9 *f* transformată în figura 6.2.10, *i*, pentru care se calculează:

— Tensiunea electromotoare, echivalentă centralelor *A* și *C*:

$$E_{AC}'' = \frac{74{,}9 \frac{1}{0{,}242} + 71{,}30 \frac{1}{0{,}099}}{\frac{1}{0{,}242} + \frac{1}{0{,}099}} = 72{,}35 \text{ kV}.$$

— Reactanța echivalentă corespunzătoare:

$$X_{AC}^* = \frac{1}{Y_{AC}^*} = \frac{1}{\frac{1}{0,242} + \frac{1}{0,099}} = 0,08.$$

— Se transfigurează prima schemă echivalentă din figura 6.2.10 *i* și se obține a doua schemă echivalentă din aceeași figură, în care:

$$X_5^* = 0,529 + 0,124 + \frac{0,529 \cdot 0,124}{0,0803} = 1,471;$$

$$X_6^* = 0,080 + 0,124 + \frac{0,0803 \cdot 0,124}{0,529} = 0,223.$$

— Tensiunea electromotoare echivalentă finală are valoarea:

$$E_e'' = \frac{72,35 \frac{1}{0,223} + 81,05 \frac{1}{1,471}}{\frac{1}{0,223} + \frac{1}{1,471}} = 73,49 \text{ kV}$$

sau în unități relative:

$$E_e''^* = \frac{73,49 \cdot \sqrt{3}}{115} = 1,106.$$

— Reactanța echivalentă de succesiune directă are valoarea:

$$X_{1e}^* = \frac{1}{Y_e^*} = \frac{1}{\frac{1}{0,223} + \frac{1}{1,471}} = 0,194.$$

Schema echivalentă de succesiune inversă are aceeași reactanță ca cea de succesiune directă, iar schema de succesiune homopolară corespunde figurii 6.2.10, *e*. Curentul de scurtcircuit monofazat are valoarea:

$$I_*^{(1)} = \frac{3 \cdot 1,106}{0,194 + 0,194 + 0,205} = 5,640$$

sau în unități absolute:

$$I^{(1)} = I_*^{(1)} I_b = 5,640 \cdot 0,502 = 2,83 \text{ kA}.$$

Curentul de scurtcircuit monofazat care se scurge prin priza de pămînt din stația de transformare *D* are valoarea:

$$I_0^{(1)} = 2,83 \frac{0,804}{0,804 + 0,275} = 1,990 \text{ kA}.$$

Aplicaţia 6.2.11. În staţia electrică de 110/20 kV reprezentată în figura 6.2.11, se utilizează ca aparate de comutaţie, întreruptoare româneşti de tipul IO-24-1250 A, pentru care uzina constructoare indică un curent limită termic la 1 s, egal cu 30 kA_{ef}, iar curentul limită dinamic este egal cu 76,5 kA_{max}.

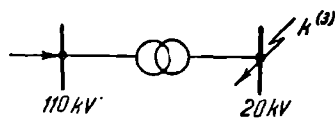


Fig. 6.2.11. Schema de principiu pentru aplicaţia 6.2.11.

Să se verifice stabilitatea termică şi electrodinamică a aparatului, ţinîndu-se seama că pe barele de 20 kV, în cazul unui scurtcircuit trifazat, s-au determinat următoarele valori de curent:

$$I_0'' = 24 \text{ kA}; \quad I_\infty = 10 \text{ kA}; \quad i_{şoc} = 60 \text{ kA}.$$

Durata scurtcircuitului se consideră $t = 0{,}1$ s; $t = 0{,}2$ s şi $t = 0{,}5$ s

REZOLVARE:

Pentru verificarea stabilităţii termice a întreruptoarelor, se calculează mai întîi parametrii auxiliari necesari, adică:

$$k_{şoc} = \frac{i_{şoc}}{\sqrt{2}\cdot I_0''} = \frac{60}{\sqrt{2}\cdot 24} = 1{,}77$$

şi

$$\frac{I_0''}{I_\infty} = \frac{24}{10} = 2{,}4.$$

Din figurile 6.1.13 *a* şi 6.1.13 *b* se determină următorii coeficienţi:

— pentru $t = 0{,}1$ s:

$$'m = 0{,}435 \text{ şi } n = 0{,}87;$$

— pentru $t = 0{,}2$ s:

$$m = 0{,}26 \text{ şi } n = 0{,}82;$$

— pentru $t = 0{,}5$ s:

$$m = 0{,}07 \text{ şi } n = 0{,}71.$$

Curentul echivalent din punct de vedere termic este dat de relaţia (6.1.56) şi are valoarea:

$$(I_{ec})_{0,1} = 24\sqrt{0{,}435 + 0{,}87} = 27{,}4 \text{ kA} < 30 \text{ kA};$$

$$(I_{ec})_{0,2} = 24\sqrt{0{,}26 + 0{,}82} = 24{,}94 \text{ kA} < 30 \text{ kA};$$

$$(I_{ec})_{0,5} = 24\sqrt{0{,}07 + 0{,}71} = 21{,}2 \text{ kA} < 30 \text{ kA}.$$

Se observă că curenţii calculaţi, chiar pentru timpii daţi în temă, sînt mai mici decît curentul garantat la $t = 1$ s şi, în consecinţă, stabilitatea termică a aparatului este asigurată. Ea iese însă mai bine în evidenţă, dacă se raportează

curentul de stabilitate termică, dat de uzina constructoare, la timpii de calcul ai întreruperii scurtcircuitului, adică :

— pentru $t = 0{,}1$ s :

$$(I'_{ec})_{0,1} = 30\sqrt{\frac{1}{0{,}1}} = 94{,}87 \text{ kA} > 27{,}4 \text{ kA};$$

— pentru $t = 0{,}2$ s :

$$(I'_{ec})_{0,2} = 30\sqrt{\frac{1}{0{,}2}} = 67{,}08 \text{ kA} > 24{,}94 \text{ kA};$$

— pentru $t = 0{,}5$ s :

$$(I'_{ec})_{0,5} = 30\sqrt{\frac{1}{0{,}5}} = 42{,}3 \text{ kA} > 21{,}2 \text{ kA},$$

adică curentul de stabilitate termică real este de cel puțin două ori mai mic decît cel garantat.

Pentru verificarea electrodinamică a întreruptorului, trebuie să se respecte condiția :

$$i_{şoc} \leqslant i_{din},$$

în care i_{din} reprezintă curentul limită dinamic sau curentul de stabilitate electrodinamică, exprimat în kA_{max}, care poate străbate căile conductoare de curent fără a produce șocuri mecanice capabile să conducă la deteriorări sau la deformări sensibile ale acestora și împiedicînd buna funcționare, în continuare, a aparatului.

În cazul de față $i_{din} = 76{,}5$ kA_{max}. Rezultă :

$$i_{şoc} = 60 \text{ kA}_{max} < i_{din} = 76{,}5 \text{ kA}_{max},$$

adică și condiția de stabilitate electrodinamică este verificată.

Aplicația 6.2.12. Se consideră scurtcircuitele k_1 și k_2 de pe barele serviciilor interne ale unui grup de 330 MW și de pe barele de 400 kV ale stației de transformare principale, indicate în figura 6.2.12 *a*. Serviciile interne ale grupului sînt formate din 15 motoare electrice asincrone, care sînt alimentate de la 2 secții de bare colectoare. Să se calculeze curenții de scurtcircuit și să se verifice stabilitatea termică și electrodinamică a echipamentului de comutație al serviciilor interne, ținîndu-se seama și de aportul motoarelor electrice, ale căror caracteristici sînt date în tabelul 6.2.1. Calculul va fi efectuat în două ipoteze: aportul sistemului electroenergetic la scurtcircuit este de 2 000 MVA sau de 4 000 MVA. Tensiunile electromotoare ale surselor de alimentare se consideră după cum urmează: $E_s^* = E_1^* = 1{,}0$ (sistemul se consideră de putere infinită); $E_G^* = E_2^* = 1{,}1$ și $E_m^* = 0{,}9$. Mărimile alese pentru calcule sînt $S_b = 1\,000$ MVA și $U_b = U_m$.

REZOLVARE :

1) **Calculul reactanțelor în unități relative**

Reactanța generatorului de 330 MW :

$$X_g^* = X_1^* + \frac{24}{100}\frac{1\,000}{330}\,0{,}85 = 0{,}618.$$

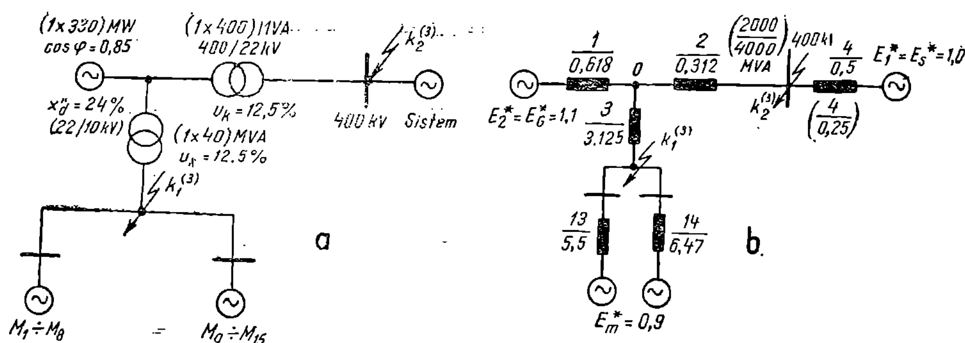


Fig. 6.2.12. Schema sistemului corespunzător aplicației 6.2.12 :
a — schema monofilară inițială ; *b* — schema echivalentă a reactanțelor.

Reactanța transformatorului bloc de 400 MVA :

$$X_T^* = X_2^* = \frac{12{,}5}{100}\,\frac{1\,000}{400} = 0{,}312.$$

Reactanța transformatorului de alimentare a serviciilor interne de 40 MVA :

$$X_T^* = X_3^* = \frac{12{,}5}{100}\,\frac{1\,000}{40} = 3{,}125.$$

Reactanța sistemului electric corespunzător puterilor de scurtcircuit de 2 000 MVA și de 4 000 MVA :

(*a*) $$X_s^* = X_4^* = \frac{1\,000}{2\,000} = 0{,}5\ ;$$

(*b*) $$X_s^* = X_4^* = \frac{1\,000}{4\,000} = 0{,}25.$$

Reactanța motoarelor pentru serviciile interne :

$$M_1 : X_m^* = X_5^* = \frac{1}{5{,}2}\,\frac{1\,000}{0{,}3}\cdot 0{,}8 = 512{,}6\ ;$$

$$M_2 : X_m^* = X_6^* = \frac{1}{5{,}15}\,\frac{1\,000}{0{,}7}\cdot 0{,}88 = 244\ ;$$

Tabelul 6.2.1

Caracteristicile motoarelor electrice din aplicația 6.2.12

$\frac{I_p}{I_n}$	5,2	5,15	5,5	5,4	5,4	5,4	5,0	5,15	5,15	5,0	5,4	5,4	5,2	5,8	5,5
$(P_n)_{MW}$	0,3	0,7	7,2	5,15	5,15	5,15	5,2	3,1	3,1	3,2	1,15	1,15	1,15	0,62	7,2
cos φ	0,8	0,88	0,92	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,82	0,87	0,92
Motorul	M_1	M_2	M_3	M_4	M_5	M_6	M_7	M_8	M_9	M_{10}	M_{11}	M_{12}	M_{13}	M_{14}	M_{15}

M_3 și M_5: $X_m^* = X_7^* = \frac{1}{5,5} \frac{1\,000}{7,2} 0,92 = 23,2$;

M_4, M_5, M_6, M_{11} și M_{12}: $X_m^* = X_8^* = \frac{1}{5,4} \frac{1\,000}{5,16} \cdot 0,88 = 31,6$;

M_7 și M_{10}: $X_m^* = X_9^* = \frac{1}{5} \frac{1\,000}{3,2} \cdot 0,88 = 55$;

M_8 și M_9: $X_m^* = X_{10}^* = \frac{1}{5,15} \frac{1\,000}{3,1} \cdot 0,88 = 55$;

M_{13}: $X_m^* = X_{11}^* = \frac{1}{5,2} \frac{1\,000}{1,15} \cdot 0,82 = 137$;

M_{14}: $X_m^* = X_{12}^* = \frac{1}{5,8} \frac{1\,000}{0,62} \cdot 0,87 = 241,9.$

În figura 6.2.12 *b* este reprezentată schema electrică echivalentă a reactanțelor sistemului electroenergetic analizat. Prin punerea în paralel a reactanțelor motoarelor electrice de pe secțiile de bare *D* și *E*, au rezultat reactanțele echivalente corespunzătoare, ale căror valori sînt:

$$X_D^* = X_{13}^* = 5,5 \text{ și } X_E^* = X_{14}^* = 6,47.$$

2) **Calculul curenților de scurtcircuit în punctul k_1**

a) *Puterea de scurtcircuit a sistemului electroenergetic este de 2 000 MVA.* Se ține seamă de reactanțele indicate în figura 6.2.12 *b* și se determină valoarea curentului de scurtcircuit prin suprapunerea efectelor.

Sistemul electroenergetic a cărui putere de scurtcircuit în punctul k_2 este de 2 000 MVA, debitează în punctul k_1, următorul curent:

$$(I_0'')_s = I_\infty = \frac{I_b}{X_k^*} = \frac{1\,000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,043} = 6,85 \text{ kA},$$

în care:

$$X_{k_1}^* = 0,812 + 3,125 + \frac{0,812 \cdot 3,125}{0,618} = 8,043.$$

Centrala electrică, de putere finită, în momentul producerii scurtcircuitului, debitează:

$$(I_0'')_c = 1,1 \frac{I_b}{X_{k_2}^*} = 1,1 \frac{1\,000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6,12} = 9,89 \text{ kA},$$

în care:

$$X_{k_2}^* = 0,618 + 3,125 + \frac{0,618 \cdot 3,125}{0,812} = 6,12.$$

Curentul supratranzitoriu de scurtcircuit debitat de cele două surse are valoarea:

$$I_0'' = 6,85 + 9,89 = 16,74 \text{ kA}$$

și:

$$i_{șoc} = 2,55 \cdot 16,74 = 42,7 \text{ kA}; \quad I_{șoc} = 1,52 \cdot 16,74 = 25,45 \text{ kA}.$$

Dacă se ține seamă de aportul motoarelor electrice ale serviciilor interne se determină :

$$(I_0'')_m = 0{,}9 \frac{1\,000}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5 X_m^*} = 0{,}9 \frac{1\,000}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5\cdot 2{,}97} = 16{,}68 \text{ kA},$$

unde :

$$X_m^* = \frac{X_{13}^* X_{14}^*}{X_{13}^* + X_{14}^*} = \frac{5{,}5\cdot 6{,}47}{5{,}5 + 6{,}47} = 2{,}97.$$

În aceste condiții, curentul total de scurtcircuit are valoarea :

$$I_0'' = 16{,}74 + 16{,}68 = 33{,}42 \text{ kA}$$

și :

$$i_{şoc} = 2{,}55\cdot 33{,}42 = 85{,}2 \text{ kA}; \quad I_{şoc} = 1{,}52\cdot 33{,}42 = 50{,}8 \text{ kA}.$$

Pentru verificarea întreruptoarelor la stabilitate termică este necesar să se calculeze și curentul de scurtcircuit de regim permanent. Acesta se determină fără a se ține seama de aportul motoarelor electrice. Calculul va fi făcut utilizîndu-se, ca și mai înainte, suprapunerea efectelor.

Pentru sistemul electroenergetic, considerat a fi de putere infinită, se obține :

Dacă puterea de scurtcircuit este de 2 000 MVA :

$$(I_0'')_s = (I_\infty)_s = \frac{I_b}{(X_{k_1}^*)_s} = \frac{1\,000}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5\cdot 8{,}043} = 6{,}85 \text{ kA},$$

Pentru grupul generator de 330 MW, care se consideră a fi de putere finită, se determină mai întîi reactanța de calcul, corespunzătoare reactanței relative totale pe care o străbate curentul de scurtcircuit debitat de centrală pînă în punctul k_1. Se obține :

$$(X_{k_2}^*) = 0{,}618 + 3{,}125 + \frac{0{,}618\cdot 3{,}125}{0{,}812} = 6{,}12.$$

Reactanța de calcul are valoarea :

$$X_c^* = (X_{k_1}^*) \frac{S_N}{S_b} = 6{,}12 \cdot \frac{388}{1\,000} = 2{,}374.$$

Componenta periodică a curentului de scurtcircuit trifazat, pentru diferite momente ale desfășurării acestuia, se determină cu ajutorul curbelor de calcul trasate pentru turbogeneratoare prevăzute cu înfășurare de amortizare, din care se obțin următoarele date :

$$I_0^{*\prime\prime} = 0{,}46; \quad I_{0,1}^* = 0{,}42; \quad I_\infty^* = 0{,}40$$

sau în amperi :

$$I_0'' = 0{,}46 \frac{388}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5} = 9{,}83 \text{ kA};$$

$$I_{0,1} = 0{,}42 \frac{388}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5} = 8{,}97 \text{ kA}; \quad I_\infty = 0{,}40 \frac{388}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5} = 8{,}54 \text{ kA}.$$

Curentul I_0'' a fost determinat numai pentru verificarea rezultatelor obținute anterior. În consecință, pentru punctul de scurtcircuit k_1 și puterea de scurtcircuit a sistemului electroenergetic de 2 000 MVA, rezultă următoarele elemente :

$$I_0'' = 16,68 \text{ kA} ; \quad I_{0,1} = 6,85 + 8,97 = 15,82 \text{ kA} ; \quad I_\infty = 6,85 + 8,54 = 15,39 \text{ kA},$$

fără aportul motoarelor electrice și

$$I_0'' = 33,36 \text{ kA} ; \quad I_{0,1} = 15,82 \text{ kA} ; \quad I_\infty = 15,39 \text{ kA},$$

cu aportul motoarelor electrice.

b) *Puterea de scurtcircuit a sistemului electroenergetic* $S_k = 4\,000$ *MVA*.

În acest caz, se modifică numai aportul sistemului electroenergetic, care este :

$$(I_0'')_s = (I_\infty)_s = \frac{I_b}{(X_{k1}^*)_s'} = \frac{1\,000}{\sqrt{3}\cdot 10,5\cdot 6,528} = 8,43 \text{ kA},$$

în care :

$$(X_{k1}^*)_s' = 0,562 + 3,125 + \frac{0,562\cdot 3,125}{0,618} = 6,528$$

Ținîndu-se seamă și de aportul centralei electrice, rezultă următorii curenți totali :

$$I_0'' = 8,43 + 9,83 = 18,26 \text{ kA} ; \quad I_{0,1} = 8,43 + 8,97 = 17,40 \text{ kA} ;$$

$$I_\infty = 8,43 + 8,54 = 16,97 \text{ kA}.$$

3) Verificarea întreruptoarelor la stabilitatea termică și electrodinamică

Pentru stația de transformare a serviciilor interne se aleg întreruptoare cu capacitate de rupere sporită și curent nominal de 4 000 A, pentru a putea acoperi curentul de scurtcircuit la $t = 01$ s egal aproximativ cu 29 kA. Pentru acest întreruptor curentul de stabilitate termică, la timpul $t = 1$ s, este de 40 kA, iar curentul de stabilitate electrodinamică este de 100 kA_{max}.

Se consideră cele mai mari valori de curent, cu aportul motoarelor electrice, deoarece în cazul unui scurtcircuit pe barele de 10 kV ale stației, aportul acestora la $t = 0$ afectează întreruptoarele influențînd I_c'', $I_{şoc}$ și raportul $\frac{I_0''}{I_\infty}$. Se obține :

$$I_0'' = 34,94 \text{ kA} ; \quad i_{şoc} = 89,09 \text{ kA} ; \quad I_\infty = 16,97 \text{ kA},$$

cu care se calculează :

$$k_{şoc} = 1,80 \text{ și } \frac{I_0''}{I_\infty} = \frac{34,94}{16,97} = 2,06.$$

Din figurile 6.1.13 *a* și 6.1.13 *b* se determină pentru $t = 0,1$ s ; $t = 0,2$ s și $t = 1$ s următorii coeficienți :

— pentru $t = 0,1$ s :

$$m = 0,5, \quad n = 0,90 ;$$

— pentru $t = 0{,}2$ s :

$$m = 0{,}28, \qquad n = 0{,}86 ;$$

— pentru $t = 1$ s :

$$m = 0{,}08, \qquad n = 0{,}72.$$

Curentul echivalent din punct de vedere termic se calculează cu relația (6.1.56) și are valoarea :

$$(I_{ec})_{0,1} = 34{,}94\sqrt{0{,}5 + 0{,}90} = 41{,}35 \text{ kA} ;$$

$$(I_{ec})_{0,2} = 34{,}94\sqrt{0{,}28 + 0{,}86} = 37{,}30 \text{ kA} ;$$

$$(I_{ec})_{1} = 34{,}94\sqrt{0{,}08 + 0{,}72} = 31{,}25 < 40 \text{ kA}.$$

Se observă că pentru $t = 1$ s, curentul limită termic este mai mic decît cel recomandat de uzina constructoare. Și pentru $t = 0{,}1$ s și $t = 0{,}2$ s condiția este îndeplinită, deoarece conform datelor nominale, se determină :

— pentru $t = 0{,}1$ s :

$$(I_{ec})'_{0,1} = 40\sqrt{\frac{1}{0{,}1}} = 126{,}49 \text{ kA} > 41{,}35 \text{ kA} ;$$

— pentru $t = 0{,}2$ s :

$$(I_{ec})'_{0,2} = 40\sqrt{\frac{1}{0{,}2}} = 89{,}44 \text{ kA} > 37{,}30 \text{ kA}.$$

Se observă că și condiția stabilității electrodinamice este îndeplinită, deoarece :

$$i_{din} = 100 \text{ kA}_{max} > i_{șoc} = 89{,}09 \text{ kA}_{max}.$$

4) Calculul curenților de scurtcircuit în punctul k_2

a) *Puterea de scurtcircuit a sistemului electroenergetic egală cu 2 000 MVA.*

Se pornește de la această putere de scurtcircuit debitată de sistem și se determină numai aportul grupului generator de 330 MW al centralei locale și al motoarelor electrice. Se obține :

— pentru grupul generator de 330 MW :

$$I''_{cg} = 1{,}1 \frac{1\,000}{\sqrt{3}\cdot 400 \cdot X_g^*} = 1{,}1 \frac{1\,000}{\sqrt{3}\cdot 400 \cdot 0{,}962} = 1{,}65 \text{ kA}$$

și

$$S_{cg} = 1{,}1 \frac{1\,000}{X_g} = \frac{1\,100}{0{,}962} = 1\,143 \text{ MVA},$$

în care X_g a rezultat din transfigurarea stelei cu trei brațe din figura 6.2.12 *b*, adică :

$$X_g^* = 0{,}312 + 0{,}618 + \frac{0{,}312 \cdot 0{,}618}{6{,}095} = 0{,}962.$$

— pentru motoarele electrice:

$$I''_{om} = 0,9 \frac{1\,000}{\sqrt{3} \cdot 400 X_m} = 0,9 \frac{1\,000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 9,478} = 0,137 \text{ kA}$$

şi

$$S_{om} = 0,9 \frac{1\,000}{9,487} = 95 \text{ MVA}$$

în care X_m^* a rezultat din aceiaşi transfigurare a stelei cu trei braţe din figura 6.2.12, *b*:

$$X_m^* = 0,312 + \left(3,125 + \frac{5,5 \cdot 6,47}{11,97}\right) + \frac{0,312 \cdot \left(3,125 + \frac{5,5 \cdot 6,47}{11,97}\right)}{0,618}$$

Ţinînd seama de rezultatele obţinute, rezultă următorii curenţi totali de scurtcircuit la momentul $t = 0$:

$$I''_o = \frac{2\,000}{\sqrt{3} \cdot 400} + 1,65 + 0,137 = 4,677 \text{ kA}; \qquad i_{şoc} = 2,55 \cdot 4,677 =$$

$$= 11,93 \text{ kA};$$

$$I_{şoc} = 1,52 \cdot 4,677 = 71, \text{ kA}.$$

Puterea totală de scurtcircuit în acelaşi moment, are valoarea:

$$S_0 = 2\,000 + 1\,143 + 95 = 3\,238 \text{ MVA}.$$

b) *Puterea de scurtcircuit a sistemului electroenergetic egală cu 4 000 MVA.* În acest caz se obţine:

$$I''_o = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 400} + 1,65 + 0,137 = 7,567 \text{ kA}; \quad i_{şoc} = 2,55 \cdot 7,567 = 19,3 \text{ kA}$$

$$I_{şoc} = 1,52 \cdot 7,567 = 11,5 \text{ kA}$$

sau puterea de scurtcircuit corespunzătoare:

$$S_0 = 4\,000 + 1\,143 + 95 = 5\,238 \text{ MVA}$$

Aplicaţia 6.2.13. Centrala termoelectrică *A*, de 12) MW, situată pe platforma industrială a unui mare consumator este interconectată, prin intermediul unei linii electrice cu dublu circuit, cu o centrală electrică *B*, de 200 MW; cele două centrale funcţionează la un moment dat separat de sistemul electroenergetic.

Să se studieze tratarea neutrului în cazul unui scurtcircuit monofazat care apare la barele de 110 kV ale staţiei din centrala *B*, în următoarele ipoteze: (a) cîte un transformator din staţia *A* şi respectiv staţia *B* au neutrul legat direct la pămînt; (b) ambele transformatoare din staţia *A* şi numai unul din staţia *B* au neutrul legat la pămînt. Linia electrică cu dublu circuit este echipată cu conductoare de protecţie din oţel. Caracteristicile elementelor instalaţiei descrise sînt indicate în figura 6.2.13 *a*.

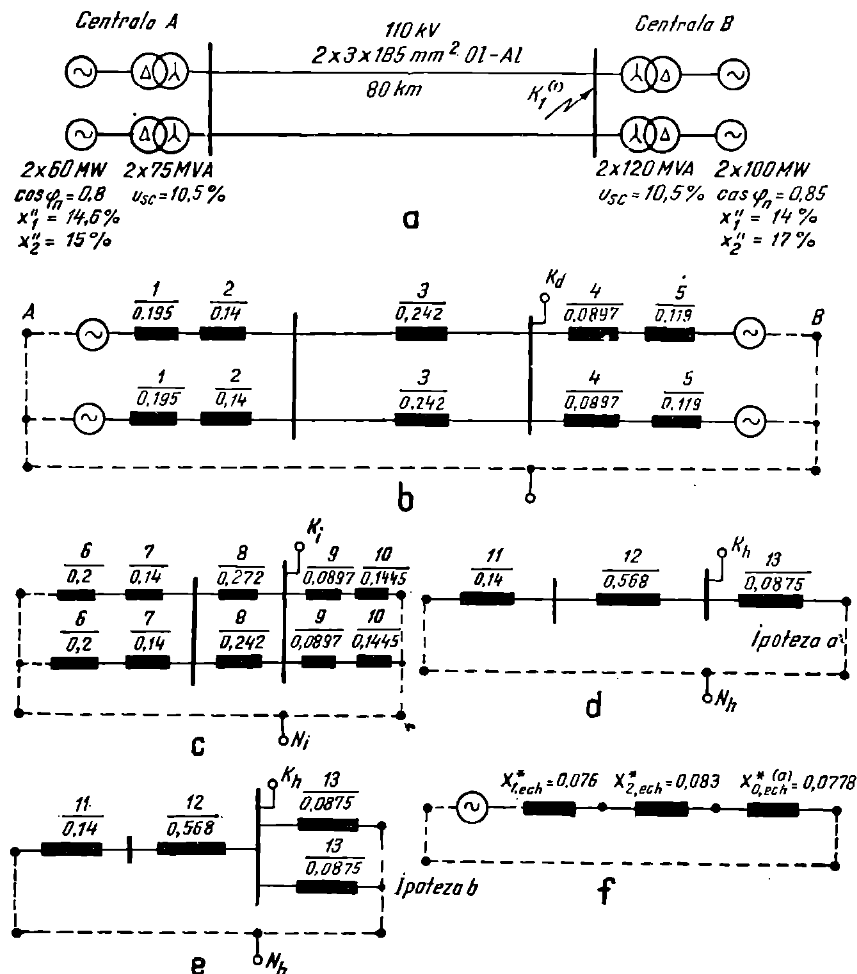


Fig. 6.2.13. Schema electrică de principiu — *a* şi schemele echivalente de secvenţă: directă — *b*; inversă; — c; homopolare — *d* şi *e*; schema echivalentă finală pentru calculul curenţilor de scurtcircuit monofazat — *f*.

REZOLVARE:

a) *Calculul reactanţelor de secvenţă în mărimi relative*

Alegîndu-se ca mărimi de bază $S_b = 100$ MVA şi $U_b = 115$ kV, rezultă:

— Reactanţele de secvenţă directă şi inversă ale generatoarelor:

$$X_{1A}^{*} = \frac{X_1''}{100}\,\frac{S_b}{S_{ng}} = \frac{14{,}6}{100}\,\frac{100}{\frac{60}{0{,}8}} = 0{,}195\ ;$$

$$X_{2A}^{*} = \frac{X_2}{100}\,\frac{S_b}{S_{ng}} = \frac{15}{100}\,\frac{100}{\frac{60}{0{,}8}} = 0{,}2,$$

respectiv

$$X_{1B}^* = \frac{14}{100} \frac{100}{\frac{100}{0,85}} = 0,119 \ ;$$

$$X_{2B}^* = \frac{17}{100} \frac{100}{\frac{100}{0,85}} = 0,1445.$$

— Reactanțele de secvență directă, inversă și homopolară ale transformatoarelor :

$$X_{1At}^* = X_{2At}^* = X_{0At}^* = \frac{u_{sc}\%}{100} \frac{S_b}{S_{nt}} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{75} = 0,14,$$

respectiv :

$$X_{1Bt}^* = X_{2Bt}^* = X_{0Bt}^* = \frac{10,5}{100} \frac{100}{120} = 0,0875.$$

— Reactanțele liniei cu dublu circuit :

$$X_{1L}^* = X_{2L}^* = X_{10}^* l \frac{S_b}{U_b^2} = 0,4 \cdot 80 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,242 \ ;$$

$$X_{0L}^* = 4,7 X_{1L}^* = 4,7 \frac{0,242}{2} = 0,568$$

b) *Întocmirea schemelor de secvență*

Schemele echivalente inițiale de secvență directă și inversă sînt reprezentate în figura 6.2.13 *b* și *c*, iar cea de secvență homopolară în figura 6.2.13 *d* și *e* pentru cele două ipoteze de tratare a neutrelor. În continuare se reduc aceste scheme în raport cu punctul de scurtcircuit k_1, prin înserierea și punerea în paralel a reactanțelor ramurilor.

Reducerea schemei de secvență directă (fig. 6.2.13 *b*)

$$X_{14}^* = \frac{0,195 + 0,14}{2} = 0,1675 \ ;$$

$$X_{15}^* = \frac{0,242}{2} = 0,121 \ ;$$

$$X_{16}^* = \frac{0,0875 + 0,119}{2} = 0,1032 \ ;$$

$$X_{17}^* = X_1^* + X_{15}^* = 0,2885 \ ;$$

$$X_{1,\ ech}^* = \frac{0,2885 \cdot 0,1032}{0,2885 + 0,1032} = 0,076$$

Reducerea schemei de secvență inversă (fig. 6.2.13 *c*) :

$$X_{18}^* = \frac{0,2 + 0,14}{2} = 0,17$$

$$X_{19}^* = X_{15}^* = 0,121 \ ;$$

$$X_{20}^{*} = \frac{0{,}0875 + 0{,}1445}{2} = 0{,}116\ ;$$

$$X_{2.}^{*} = X_{18}^{*} + X_{19}^{*} = 0{,}17 + 0{,}121 = 0{,}291\ ;$$

$$X_{2,\ ech}^{*} = \frac{0{,}291 \cdot 0{,}116}{0{,}291 + 0{,}116} = 0{,}083.$$

Reducerea schemei de secvență homopolară (fig. 6.2.13 *d, e*) :
— În ipoteza (a) de tratare a neutrelor

$$X_{22}^{*} = 0{,}14 + 0{,}568 = 0{,}708\ ;$$

$$X_{0.\ ech}^{a(*)} = \frac{0{,}708 \cdot 0{,}0875}{0{,}708 + 0{,}0875} = 0{,}0778\ ;$$

— În ipoteza (b) de tratare a neutrelor

$$X_{23}^{*} = \frac{0{,}0875}{2} = 0{,}0437\ ;$$

$$X_{0.\ ech}^{(b)*} = \frac{0{,}708 \cdot 0{,}0437}{0{,}708 + 0{,}0437} = 0{,}041$$

c) *Calculul curenților de scurtcircuit monofazat*
Schema echivalentă finală pentur calculul curentului de scurtcircuit monofazat în pct. k_1 presupune legarea în serie a celor trei scheme finale de secvență (fig. 6.2.13 *f*). Rezultă valoarea reactanței finale în raport cu pct. k_1, în cele două ipoteze de tratare a neutrului :
— În ipoteza (a) :

$$X_t^{(a)*} = X_{1.\ ech}^{*} + X_{2.\ ech}^{*} + X_{0.\ ech}^{(a)*} = 0{,}076 + 0{,}083 + 0{,}0778 = 0{,}2368\ ;$$

— În ipoteza (b) :

$$X_t^{(b)*} = 0{,}076 + 0{,}083 + 0{,}041 = 0{,}2\ ;$$

Curenții de secvență respectiv curentul de scurtcircuit monofazat pe faza R, la timpul zero, I_k'', în ipoteza (a) de tratare a neutrelor :

$$I_1^{(a)} = I_0^{(a)} = I_0^{(a)} = \frac{c}{\sqrt{3}\,U_b}\,\frac{S_b}{X_t^{(a)*}} = \frac{1{,}1}{\sqrt{3}\cdot 110}\,\frac{100}{0{,}2368} = 2{,}44\ \text{kA},$$

$$I_R^{(1,\,a)} = 3I_1^{(a)} = 7{,}32\ \text{kA}.$$

Factorul $c = 1{,}1$ pentru tensiunea de 110 kV, conform [6.9].
În ipoteza (b) de tratare a neutrelor, se obțin următoarele rezultate :

$$I_1^{(b)} = I_2^{(b)} = I_0^{(b)} = \frac{1}{\sqrt{3}\cdot 110}\,\frac{100}{0{,}2} = 2{,}89\ \text{kA},$$

respectiv

$$I_R^{(1,\,b)} = 3I_1^{(b)} = 8{,}67\ \text{kA}.$$

Efectuîndu-se rapoartele $X_{0,\ ech}^{*}/X_{1,\ ech}^{*}$ pentru nodul k_1, în care s-a produs defectul, se obțin valorile :

$$\frac{X_{0,\ ech}^{(a)*}}{X_{1,\ ech}^{*}} = \frac{0{,}0778}{0{,}076} = 1{,}023\ ; \qquad \frac{X_{0,\ ech}^{(b)*}}{X_{1,\ ech}^{*}} = \frac{0{,}041}{0{,}076} = 0{,}539.$$

Întrucît pentru acest nod raportul X_0^*/X_1^* este subunitar în ipoteza (b) de tratare a neutrului, se compară valorile curentului de scurtcircuit monofazat $I_R^{(1,b)} = 8{,}67$ kA cu cel trifazat:

$$I_R^{(3)} = \frac{1{,}1}{\sqrt{3}\cdot 110}\,\frac{100}{0{,}076} = 7{,}605 \text{ kA}.$$

Se constată că $I_R^{(1,b)} > I_R^{(3)}$, adică scurtcircuitul monofazat în punctul k_1, pentru varianta (b) de tratare a neutrelor, este mai periculos decît scurtcircuitul trifazat. În consecință nu se va utiliza varianta (b) de tratare a neutrelor.

Aplicația 6.2.14. Pentru schema electrică descrisă în aplicație 6.2.13 să se determine curenții de scurtcircuit bifazat și bifazat cu punere la pămînt (cazul (a) de tratare a neutrelor), între fazele S și T în nodul k_1.

REZOLVARE:

a) *Întocmirea schemei echivalente*

Pentru calculul curenților de scurtcircuit bifazat fără punere la pămînt sînt necesare numai schemele de secvență directă și inversă (fig. 6.2.13 *b*, *c*), care se vor conecta în paralel conform figurii 6.2.14 *a*.

Pentru calculul curenților de scurtcircuit bifazat cu punere la pămînt se va folosi schema echivalentă din figura 6.2.14 *c*, rezultată din punerea în paralel a celor trei scheme de secvență.

Toate elementele din scheme sînt preluate din aplicația anterioară.

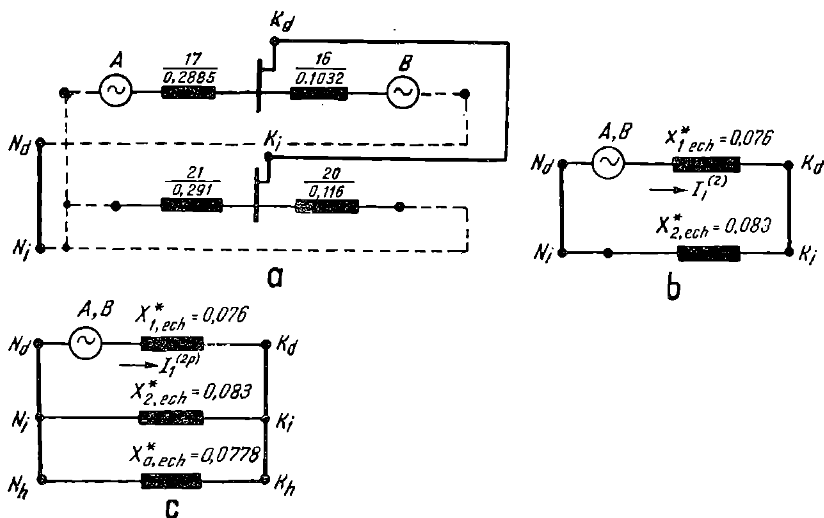


Fig. 6.2.14. Modul de conectare — *a* și schemele echivalente finale pentru calculul curenților de scurtcircuit: bifazat — *b*; bifazat cu punere la pămînt — *c*.

b) *Calculul curenţilor de scurtcircuit*

C a z u l   s c u r t c i r c u i t u l u i   b i f a z a t

Reactanţa echivalentă totală a schemei corespunzătoare scurtcircuitului bifazat (fig. 6.2.14 *b*) are valoarea :

$$X_t^{(2)} = X_{1,\,ech}^* + X_{2,\,ech}^* = 0{,}076 + 0{,}083 = 0{,}159.$$

Curentul de secvenţă directă $I_1^{(2)}$ se calculează cu relaţia :

$$I_1^{(2)} = \frac{cS_b}{\sqrt{3}\cdot U_n}\cdot\frac{1}{X_t^{(2)}} = \frac{1{,}1}{\sqrt{3}}\,\frac{100}{110}\,\frac{1}{0{,}159} = 3{,}635 \text{ kA},$$

respectiv curentul de secvenţă inversă

$$I_2^{(2)} = -\,I_1^{(2)} = -\,3{,}635 \text{ kA}.$$

Curenţii care circulă prin fiecare dintre fazele S şi T ale reţelei reprezentînd şi curenţii de scurtcircuit bifazat :

$$\underline{I}_S = -\text{j}\sqrt{3}I_1^{(2)} = -\,\text{j}\,6{,}288 \text{ kA}$$

$$\underline{I}_T = \text{j}\sqrt{3}I_1^{(2)} = \text{j}\,6{,}288 \text{ kA}.$$

respectiv modulul

$$\underline{I}_{S,T}^{(2)} = \sqrt{3}I_1^{(2)} = 6{,}288 \text{ kA}.$$

C a z u l   s c u r t c i r c u i t u l u i   b i f a z a t   c u   p u n e r e   l a   p ă m î n t.

Reactanţa echivalentă totală a schemei în acest caz (fig. 6.2.14 *c*) are valoarea :

$$X_t^{(2p)} = X_{1,\,ech}^* + \frac{X_{2,\,ech}^*\,X_{0,\,ech}^*}{X_{2,\,ech}^* + X_{0,\,ech}^*} = 0{,}076 + \frac{0{,}083\cdot 0{,}0778}{0{,}083 + 0{,}0778} = 0{,}116$$

Curentul de secvenţă directă $I_1^{(2p)}$ este dat de relaţia :

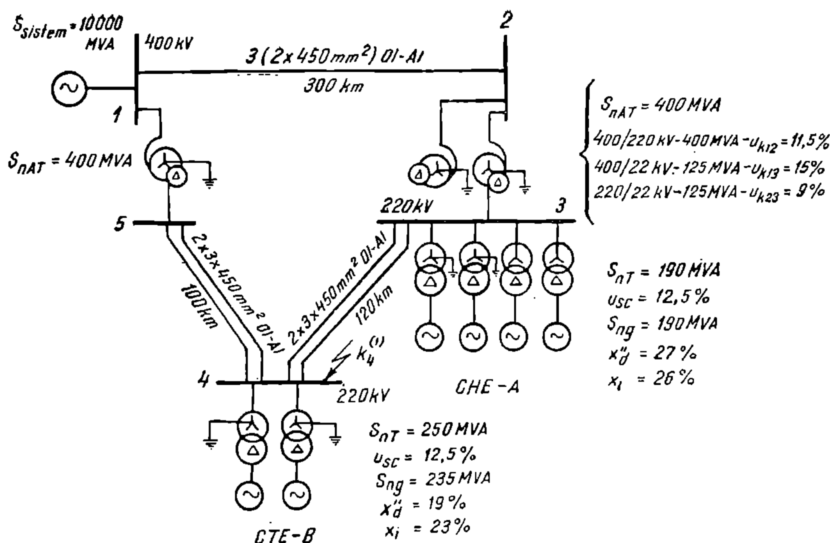
$$I^{(2p)} = \frac{1{,}1}{\sqrt{3}}\,\frac{100}{110}\,\frac{1}{0{,}116} = 4{,}983 \text{ kA}.$$

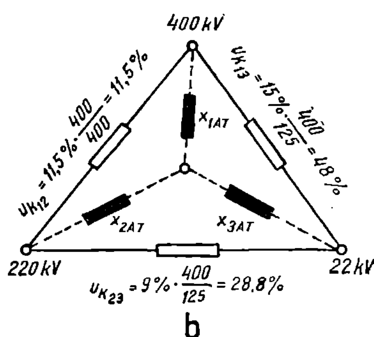
Modulul curentului care circulă prin fiecare dintre fazele S şi T ale reţelei electrice cu defect reprezentînd şi curentul de scurtcircuit bifazat cu punere la pămînt :

$$I_{S.T}^{(2p)} = \sqrt{3}I_1^{(2p)}\sqrt{1 - \frac{X_{2,\,ech}^*\cdot X_{0,\,ech}^*}{(X_{2,\,ech}^* + X_{0,\,ech}^*)^2}} = \sqrt{3}\cdot 4{,}983\sqrt{1 - \frac{0{,}083\cdot 0{,}0778}{(0{,}083 + 0{,}0776)^2}} =$$

$$= 7{,}466 \text{ kA}$$

Aplicaţia 6.2.15. Se consideră centrala termoelectrică CTE-*B*, care alimentează un mare combinat metalurgic şi este legată la sistemul energetic prin linii electrice dublu circuit cu tensiunea nominală de 220 kV (fig. 6.2.15 *a*).





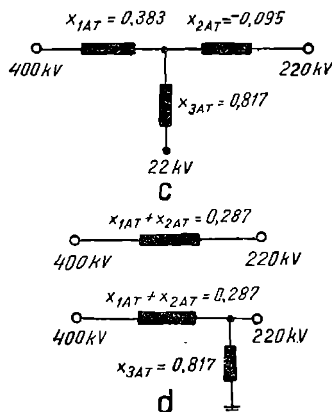


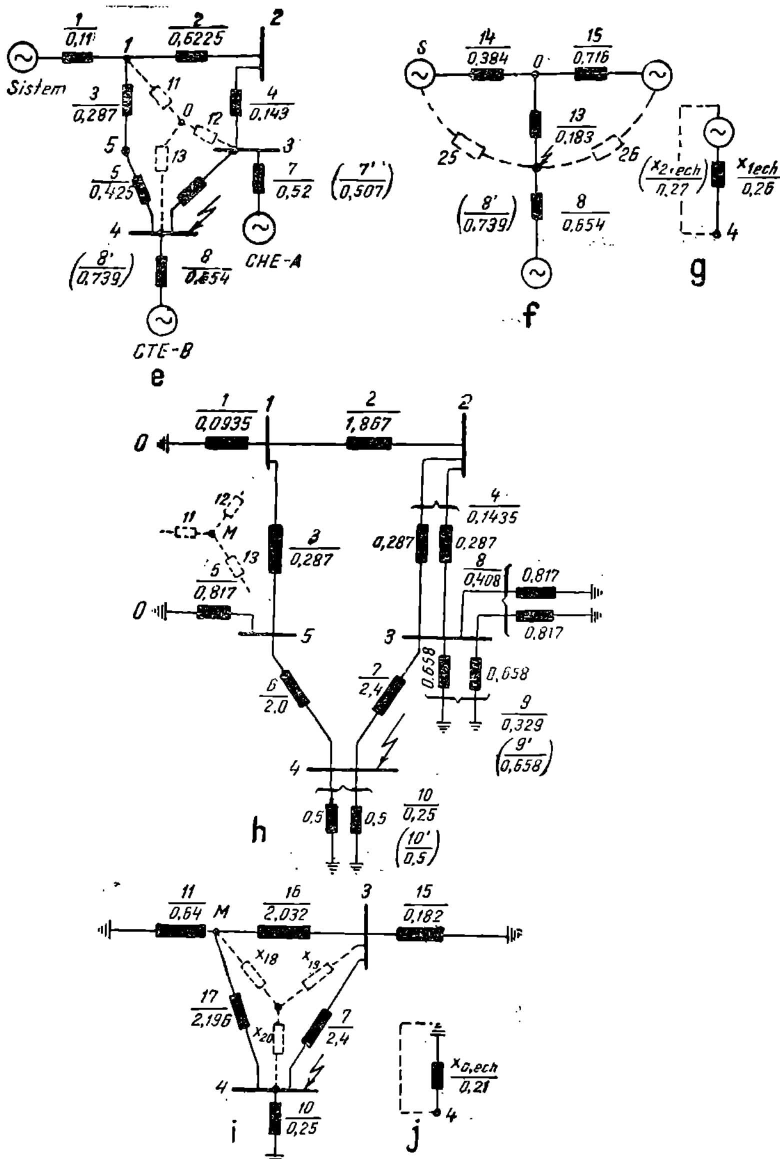
Fig. 6.2.15. Schema electrică de principiu — *a* și schemele de secvență în diferite etape de reducere în raport cu nodul 4 : *b*, *c*, *d* — scheme echivalente de secvență ale autotransformatorului.

Să se calculeze curenții de scurtcircuit în cazul producerii unui scurtcircuit monofazat în nodul *4* din stația centralei, precum și aportul fiecărei surse la un scurtcircuit trifazat în același nod.

REZOLVARE :

a) *Calculul reactanțelor în mărimi relative*

Pentru calculul în mărimi relative al reactanțelor generatoarelor, transformatoarelor, autotransformatoarelor și liniilor electrice, se aleg următoarele mărimi de bază : $S_b = 1\,000$ MVA și $U_b \approx U_n$.



e, f, g — schemele de secvență directă și inversă ; *h, i* — schema de secvență homopolară.

— Reactanțele de secvență directă și inversă ale generatoarelor din centralele A și B:

$$X_{1A}^{*} = \frac{X_d''}{100}\frac{S_b}{S_{ng}} = \frac{27}{100}\frac{1\,000}{190} = 1{,}42\,;$$

$$X_{2A}^{*} = \frac{26}{100}\frac{1\,000}{190} = 1{,}37\,;$$

respectiv

$$X_{1B}^{*} = \frac{19}{100}\frac{1\,000}{235} = 0{,}808\,; \qquad X_{2B}^{*} = \frac{23}{100}\frac{1\,000}{235} = 0{,}979.$$

— Reactanțele de secvență directă, inversă și homopolară ale transformatoarelor de bloc cu două înfășurări din centralele A și B :

$$X_{1tA}^{*} = X_{2tA}^{*} = X_{0tA}^{*} = \frac{U_{k}\%}{100}\,\frac{S_b}{S_{nt}} = \frac{12{,}5}{100}\,\frac{1\,000}{190} = 0{,}658\,;$$

$$X_{1tB}^{*} = X_{2tB}^{*} = X_{0tB}^{*} = \frac{12{,}5}{100}\,\frac{1\,000}{250} = 0{,}5.$$

— Pentru calculul reactanțelor în unități relative ale autotransformatoarelor se calculează mai întîi tensiunile de scurtcircuit pentru fiecare înfășurare (fig. 6.2.15 *b*) :

$$u_{k1} = \frac{u_{k12} + u_{k13} - u_{k23}}{2} = \frac{11{,}5 + 48 - 28{,}8}{2} = 15{,}35\,\%\,;$$

$$u_{k2} = \frac{u_{k12} + u_{k23} - u_{k13}}{2} = \frac{11{,}5 + 28{,}8 - 48}{2} = -\,3{,}8\,\%\,;$$

$$u_{k3} = \frac{u_{k13} + u_{k23} - u_{k12}}{2} = \frac{48 + 28{,}8 - 11{,}5}{2} = 32{,}7\,\%.$$

Reactanțele în unități relative ale înfășurărilor autotransformatorului

$$X_{1AT}^{*} = \frac{u_{k1}\%}{100}\,\frac{S_b}{S_{nt}} = \frac{15{,}35}{100}\,\frac{1\,000}{400} = 0{,}383\,;$$

$$X_{2AT}^{*} = \frac{-3{,}8}{100}\,\frac{1\,000}{400} = -\,0{,}095\,; \quad X_{3AT} = \frac{32{,}7}{100}\,\frac{1\,000}{400} = 0{,}817.$$

Rezultă schema echivalentă a autotransformatorului de 400 MVA (fig. 6.2.15 *c*) și schemele de secvență directă (sau inversă) și respectiv homopolară (fig. 6.2.15 *d*).

— Reactanța de secvență directă a sistemului :

$$X_{1s}^{*} = c\,\frac{S_b}{S_{sistem}} = 1{,}1\,\frac{1\,000}{10\,000} = 0{,}11,$$

în care $c = 1{,}1$, pentru tensiunea de 220 kV, este un factor care ține seama de diferența între tensiunea aplicată la locul de defect (în momentul anterior defectului) și tensiunea electromotoare.

Dacă se consideră raportul

$$\frac{X_{0s}^{*}}{X_{1s}^{*}} = 0{,}85,$$

rezultă reactanța de secvență homopolară echivalentă a sistemului :

$$X_{0s}^{*} = 0{,}85 \cdot 0.11 = 0{,}0935.$$

— Reactanțele în unități relative ale liniilor electrice se calculează considerîndu-se următoarele reactanțe specifice :

— pentru LEA 400 kV simplu circuit $x_{10} = 0{,}332\ \Omega/\text{km}$;

— pentru LEA 220 kV simplu circuit $x_{10} = 0{,}412\ \Omega/\text{km}$.

Rezultă, pentru linia simplu circuit *12*, reactanțele de secvență directă și inversă :

$$X^*_{1,12} = X^*_{2,12} = x_{10}\, l \frac{S_b}{U_b^2} = 0{,}332 \cdot 300 \cdot \frac{1\,000}{400^2} = 0{,}6225,$$

respectiv homopolară

$$X^*_{0,12} = 3X^*_{1,12} = 3 \cdot 0{,}6225 = 1{,}867.$$

Pentru linia dublu circuit *34*, rezultă :

$$X^*_{1,34} = X^*_{2,34} = 0{,}412 \cdot \frac{1}{2} \cdot 120 \cdot \frac{1\,000}{220^2} = 0{,}51 ;$$

$$X^*_{0,34} = 4{,}7 ; \quad X^*_{1,34} = 4{,}7 \cdot 0{,}51 = 2{,}4.$$

Pentru linia dublu circuit *45*, se obțin următoarele valori :

$$X^*_{1,45} = X^*_{2,45} = 0{,}412 \cdot \frac{1}{2} \cdot 100 \frac{1\,000}{220^2} = 0{,}425 ;$$

$$X^*_{0,45} = 4{,}7X^*_{1,45} = 4{,}7 \cdot 0{,}425 = 2.$$

b) *Întocmirea schemelor echivalente*

Reducerea schemei de secvență directă în raport cu nodul 4 (fig. 6.2.15 *e*, *f*, *g*).

Reactanța echivalentă a celor patru transformatoare și generatoare din centrala *A* are valoarea :

$$X^*_7 = \frac{0{,}658 + 1{,}42}{4} = 0{,}52,$$

respectiv a celor două transformatoare și generatoare din centrala *B* :

$$X^*_8 = \frac{0{,}5 + 0{,}808}{2} = 0{,}654.$$

Se calculează de asemenea reactanțele :

$$X^*_9 = X^*_2 + X^*_4 = 0{,}6225 + 0{,}143 = 0{,}7655 ;$$

$$X^*_{10} = X^*_3 + X^*_5 = 0{,}287 + 0{,}425 = 0{,}712.$$

În continuare, se transfigurează triunghiul *134* în stea, rezultînd reactanța rețelei în stea (fig. 6.2.15 *e*) :

$$X^*_{11} = \frac{X^*_9\, X^*_{10}}{X^*_9 + X^*_{10} + X^*_6} = \frac{0{,}7655 \cdot 0{,}712}{0{,}7655 + 0{,}712 + 0{,}51} = 0{,}274 ;$$

$$X^*_{12} = \frac{0{,}7655 \cdot 0{,}51}{0{,}7655 + 0{,}712 + 0{,}51} = 0{,}196 ;$$

$$X^*_{13} = \frac{0{,}712 \cdot 0{,}51}{0{,}7655 + 0{,}712 + 0{,}51} = 0{,}183.$$

În schema din figura 6.2.15, *f* rezultă:

$$X_{14}^{*} = X_{1}^{*} + X_{11}^{*} = 0{,}11 + 0{,}274 = 0{,}384\,;$$

$$X_{15}^{*} = X_{7}^{*} + X_{12}^{*} = 0{,}52 + 0{,}196 = 0{,}716.$$

În cazul în care *nu interesează aportul la scurtcircuit al fiecărei ramuri*, se calculează reactanța echivalentă care rezultă prin punerea în paralel a sistemului cu centrala *A*:

$$X_{S,A}^{*} = \frac{X_{14}^{*}X_{15}^{*}}{X_{14}^{*} + X_{15}^{*}} = \frac{0{,}384\cdot 0{,}716}{0{,}384 + 0{,}716} = 0{,}25\,;$$

$$X_{16}^{*} = 0{,}25 + 0{,}183 = 0{,}433.$$

Reactanța de secvență directă totală în raport cu nodul *4* este:

$$X_{1,ech}^{*} = \frac{X_{16}^{*}X_{8}^{*}}{X_{16}^{*} + X_{8}^{*}} = \frac{0{,}433\cdot 0{,}654}{0{,}433 + 0{,}654} = 0{,}26.$$

Puterea de scurtcircuit trifazat în nodul *4* va fi:

$$S_{sc} = \frac{c\cdot S_{b}}{X_{1,ech}^{*}} = \frac{1{,}1\cdot 1\,000}{0{,}26} = 4\,226 \text{ MVA}.$$

Reducerea schemei de secvență inversă în raport cu nodul 4.

Întrucît configurația schemei de secvență inversă este aceeași cu cea de secvență directă, diferența constînd în faptul că generatoarele nu au tensiuni electromotoare și reactanțele de secvență inversă ale acestora au alte valori, se vor modifica numai reactanțele *7* și *8*; se obține astfel schema din figura 6.2.15 *e* (valorile notate în paranteze):

$$X_{7'}^{*} = \frac{0{,}658 + 1{,}37}{4} = 0{,}507\,;$$

$$X_{8'}^{*} = \frac{0{,}5 + 0{,}979}{2} = 0{,}739\,;$$

$$X_{15'}^{*} = X_{12}^{*} + X_{7'}^{*} = 0{,}196 + 0{,}507 = 0{,}703.$$

În continuare, se calculează reactanța de secvență inversă, prin punerea în paralel a sistemului cu centrala *A* și înserierea cu reactanța X_{13}^{*}:

$$X_{16'}^{*} = \frac{0{,}384\cdot 0{,}703}{0{,}384 + 0{,}703} + 0{,}183 = 0{,}43.$$

Reactanța totală de secvență inversă în raport cu nodul *4* este:

$$X_{2,ech}^{*} = \frac{0{,}43\cdot 0{,}739}{0{,}43 + 0{,}739} = 0{,}27 \text{ (fig. 6.2.15 } g\text{, în paranteză)}$$

Reducerea schemei de secvență homopolară în raport cu nodul *4* (fig. 6.2.15, *h*).

Pentru simplificarea schemei de secvență homopolară din figura 6.2.15 *h*, se efectuează transfigurarea triunghiului *150* în stea și punerea în serie sau paralel a altor reactanțe, rezultînd :

$$X_{11}^* = \frac{0{,}0935 \cdot 0{,}817}{0{,}0935 + 0{,}817 + 0{,}287} = 0{,}064\,;$$

$$X_{12}^* = \frac{0{,}0935 \cdot 0{,}287}{0{,}0935 + 0{,}817 + 0{,}287} = 0{,}022\,;$$

$$X_{13}^* = \frac{0{,}817 \cdot 0{,}287}{0{,}0935 + 0{,}817 + 0{,}287} = 0{,}196\,;$$

respectiv

$$X_{14}^* = X_2^* + X_4^* = 1{,}867 + 0{,}1435 = 2{,}01\,;$$

$$X_{15}^* = \frac{X_8^* \cdot X_9^*}{X_8^* + X_9^*} = \frac{0{,}408 \cdot 0{,}329}{0{,}409 + 0{,}329} = 0{,}182\,;$$

$$X_{16}^* = X_{12}^* + X_{14}^* = 0{,}022 + 2{,}01 = 2{,}032\,;$$

$$X_{17}^* = X_{13}^* + X_6^* = 0{,}196 + 2 = 2{,}196.$$

În continuare, se face transfigurarea triunghiului *M34* în stea (fig. 6.2.15 *i*):

$$X_{18}^* = \frac{2{,}032 \cdot 2{,}196}{2{,}032 + 2{,}196 + 2{,}4} = 0{,}673\,;$$

$$X_{19}^* = \frac{2{,}032 \cdot 2{,}4}{2{,}032 + 2{,}196 + 2{,}4} = 0{,}736\,;$$

$$X_{20}^* = \frac{2{,}196 \cdot 2{,}4}{2{,}032 + 2{,}196 + 2{,}4} = 0{,}795.$$

și se înseriază reactanțele :

$$X_{21}^* = X_{11}^* + X_{18}^* = 0{,}64 + 0{,}673 = 1{,}313\,;$$

$$X_{22}^* = X_{15}^* + X_{19}^* = 0{,}182 + 0{,}736 = 0{,}918.$$

Se pun în paralel reactanțele X_{21}^* și X_{22}^* :

$$X_{23}^* = \frac{1{,}313 \cdot 0{,}918}{1{,}313 + 0{,}918} = 0{,}54\,;$$

$$X_{24}^* = X_{20}^* + X_{23}^* = 0{,}795 + 0{,}54 = 1{,}335.$$

Reactanța totală de secvență homopolară în raport cu nodul *4* este :

$$X_{0,ech}^* = \frac{X_{24}^* X_{10}^*}{X_{24}^* + X_{10}^*} = \frac{1\,335 \cdot 0{,}25}{1{,}335 + 0{,}25} = 0{,}21 \text{ (fig. 6.2.15, } j).$$

c) *Calculul curenților de scurtcircuit*

Curentul de scurtcircuit monofazat pe faza *R* se calculează cu relația :

$$I_R = 3I_d = \frac{3}{X_{1,ech}^* + X_{2,ech}^* + X_{0,ech}^*} \; \frac{cS_b}{\sqrt{3}\,U_n} =$$

$$= \frac{3}{0{,}26 + 0{,}27 + 0{,}21} \cdot \frac{1{,}1 \cdot 1\,000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 11{,}71 \text{ kA}.$$

În ipoteza în care este necesar să se determine *aportul la scurtcircuit trifazat al fiecărei surse,* se revine la schema intermediară de secvență directă din figura 6.2.15 *f* și se face transfiguarea stelei *SA4* în triunghiul cu ramurile:

$$X^*_{25} = X^*_{14} + X^*_{13} + \frac{X^*_{14} \cdot X^*_{13}}{X^*_{15}} = 0{,}384 + 0{,}183 + \frac{0{,}384 \cdot 0{,}183}{0{,}716} = 0{,}665\,;$$

$$X^*_{26} = 0{,}716 + 0{,}183 + \frac{0{,}716 \cdot 0{,}183}{0{,}384} = 1{,}24.$$

Aportul la scurtcircuit trifazat al fiecăreia din cele două centrale este:

$$S_A = \frac{cS_b}{X^*_{26}} = \frac{1{,}1 \cdot 1\,000}{1{,}24} = 887 \text{ MVA}\,;$$

$$S_B = \frac{1{,}1 \cdot 1\,000}{0{,}654} = 1\,684 \text{ MVA},$$

respectiv aportul sistemului:

$$S_{sist} = \frac{1{,}1 \cdot 1\,000}{0{,}665} = 1\,655 \text{ MVA}.$$

Suma contribuțiilor calculate pe această cale trebuie să fie egală cu cea obținută (S_{sc}), în cazul în care nu se ține seama de aportul fiecărei centrale:

$$S = S_A + S_B + S_{sist} = 4\,226 \text{ MVA}.$$

Aplicația 6.2.16. Să se stabilească modul de tratare al neutrului transformatoarelor și autotransformatoarelor din schema electrică reprezentată în figura 6.2.15 *a*, astfel încît să se verifice relația $1 \leqslant \frac{X_{0,ech}}{X_{1,ech}} \leqslant 3$ la nodul *3*. Totodată, să se construiască diagramele fazoriale ale tensiunilor pe fazele *S* și *T*, în cazul apariției scurtcircuitului monofazat în nodul *3*, pentru cele două variante de tratare a neutrului menționate în continuare.

REZOLVARE:

În scopul verificării raportului X_0/X_1 la nodul *3* este necesar să se reducă schemele echivalente de secvență directă și respectiv homopolară în raport cu nodul respectiv.

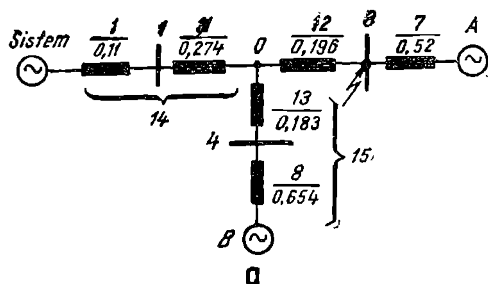
a) *Reducerea schemei de secvență directă în raport cu nodul 3.*

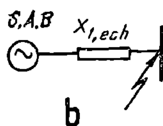
Se consideră schema de secvență directă din figura 6.2.15 *e*, în care se va păstra de această dată distinct nodul *3* și care devine astfel figura 6.2.16 *a*.

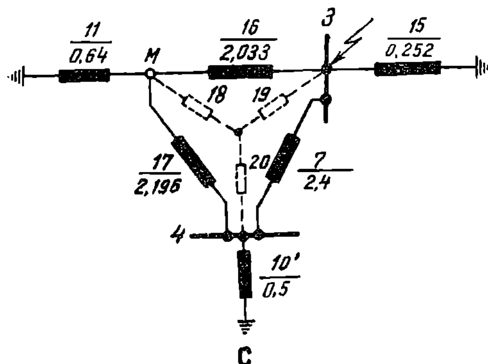
Se calculează în continuare reactanțele:

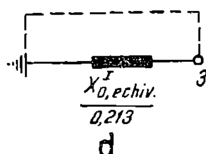
$$X^*_{14} = X^*_1 + X^*_{11} = 0{,}11 + 0{,}274 = 0{,}384\,;$$

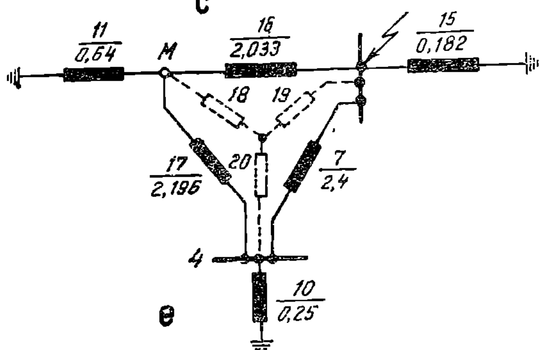
$$X^*_{15} = X^*_{13} + X^*_8 = 0{,}183 + 0{,}654 = 0{,}837.$$

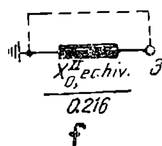


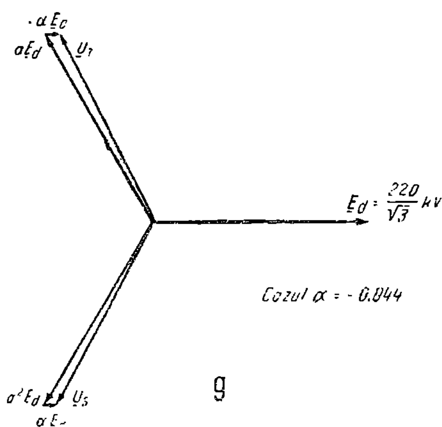












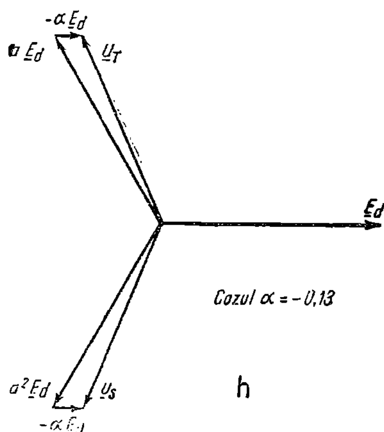


Fig. 6.2.16. Reducerea schemelor echivalente de secvență directă — *a*, b ; de secvență homopolară — c, pentru varianta I-a de tratare a neutrelor, respectiv *c*, *d* și *e*, *f* pentru cea de-a doua variantă ; diagramele fazoriale ale tensiunilor pe fazele neafectate de defect — *g*, pentru varianta I-a și *h*, pentru cea de-a doua variantă de tratare a neutrelor.

Se realizează o centrală echivalentă prin legarea în paralel a sistemului cu centrala B şi în final se calculează reactanţa de secvenţă directă echivalentă în raport cu nodul *3* (fig. 6.2.16 *b*) :

$$X_{16}^{*}=\frac{X_{14}^{*}\,X_{15}^{*}}{X_{14}^{*}+X_{15}^{*}}=\frac{0{,}384\cdot 0{,}837}{0{,}384+0{,}837}=0{,}263\,;$$

$$X_{17}^{*}=X_{16}^{*}+X_{12}^{*}=0{,}263+0{,}196=0{,}459\,;$$

respectiv

$$X_{1,\,ech}^{*}=\frac{0{,}459\cdot 0{,}52}{0{,}459+0{,}52}=0{,}2437$$

b) *Reducerea schemei de secvenţă homopolară în raport cu nodul 3.*

Se consideră următoarele variante de tratare a neutrului :

I — neutrele autotransformatoarelor şi numai cîte un transformator în centralele A şi B sînt legate direct la pămînt ;

II — neutrele autotransformatoarelor şi cîte două transformatoare în centralele A şi B sînt legate direct la pămînt.

În continuare, se va efectua simplificarea schemelor de secvenţă homopolară pentru fiecare variantă de tratare a neutrului.

Varianta I

Schema de secvenţă homopolară iniţială corespunzătoare primei variante de tratare a neutrului corespunde schemei din figura 6.2.15 *h*, cu valorile reactanţelor $X_{9'}^{*}$ şi $X_{10'}^{*}$, în loc de X_{9}^{*} şi X_{10}^{*}. În urma transfigurărilor indicate la aplicaţia 6.2.15 se obţine schema echivalentă din figura 6.2.16 *e*.

Se transfigurează triunghiul *M34* într-o stea :

$$X_{18}^{*}=\frac{2{,}033\cdot 2{,}196}{2{,}032+2{,}196+2{,}4}=0{,}673\,;\quad X_{19}^{*}=\frac{2{,}033\cdot 2{,}4}{2{,}032+2\ 196+2{,}4}=0{,}736\,;$$

$$X_{20}=0{,}795.$$

În continuare se obţine :

$$X_{21}^{*}=X_{11}^{*}+X_{18}^{*}=0{,}64+0{,}673=1{,}313\,;$$

$$X_{22}^{*}=X_{20}^{*}+X_{10'}^{*}=0{,}795+0{,}5=1{,}295\,;$$

$$X_{23}^{*}=X_{21}^{*}\ //\ X_{22}^{*}=\frac{1{,}313\cdot 1{,}295}{1{,}313+1{,}295}=0{,}652\,;$$

$$X_{24}^{*}=X_{23}^{*}+X_{19}^{*}=0{,}652+0{,}736=1{,}388.$$

Reactanţa de secvenţă homopolară echivalentă în raport cu nodul *3*, pentru prima variantă de tratare a neutrelor, are valoarea (fig. 6.2.16 *d*) :

$$X_{0,\,ech}^{(I)}=\frac{0{,}252\cdot 1{,}388}{0{,}252+1{,}388}=0{,}213.$$

Varianta II

În această variantă, față de schema din figura 6.2.16 *c*, se modifică numai valorile reactanțelor X_9^* și X_{10}^* care capătă noi valori prin punerea la pămînt și a celui de-al doilea transformator în stațiile centralelor *A* și *B* (fig. 6.2.16 *e*) :

$$X_{9'}^* = \frac{0,658}{2} = 0,329\ ;\quad X_{10'} = \frac{0,5}{2} = 0,25.$$

Modificîndu-se reactanța X_9^*, se modifică și reactanța X_{15}^* care capătă valoarea :

$$X_{15}^* = \frac{0,408 \cdot 0,329}{0,408 + 0,329} = 0,182.$$

Prin transfigurarea triunghiului *M34* în stea și punerea în serie și paralel a reactanțelor, se obține :

$$X_{21}^* = X_{11}^* + X_{18}^* = 0,64 + 0,673 = 1,313\ ;$$

$$X_{22}^* = X_{20}^* + X_{10}^* = 0,795 + 0,25 = 1,045\ ;$$

$$X_{23}^* = X_{21}^*\ //\ X_{22}^* = \frac{1,313 \cdot 1,045}{1,313 + 1,045} = 0,582\ ;$$

$$X_{24}^* = X_{23}^* + X_{19}^* = 0,582 + 0,736 = 1,318.$$

Reactanța de secvență homopolară echivalentă în raport cu nodul *3*, pentru varianta a II-a de tratare a neutrelor, are valoarea (fig. 6.2.16 *f*) :

$$X_{0,\,ech}^{(II)} = \frac{0,182 \cdot 1,318}{0,182 + 1,318} = 0,16.$$

c) *Verificarea raportului* X_0/X_1

Folosindu-se mărimile calculate se obțin următoarele valori :

— pentru varianta I-a de tratare :

$$\frac{X_{0,\,ech}^{(I)}}{X_{1,\,ech}} = \frac{0,213}{0,2437} = 0,874 < 1.$$

Raportul fiind mai mic decît unitatea, acest caz conduce la apariția unui curent de scurtcircuit monofazat mai mare decît curentul de scurtcircuit trifazat ; aceasta impune verificarea aparatajului din rețea la curenții de scurtcircuit monofazat.

— pentru varianta a II-a de tratare :

$$\frac{X_{0,\,ech}^{(II)}}{X_{1,\,ech}} = \frac{0,16}{0,2437} = 0,656 < 1.$$

Concluzia este aceeași ca și la varianta I-a de tratare.

d) *Întocmirea diagramelor fazoriale*

Pentru construcția diagramelor fazoriale ale tensiunilor $\underline{U}_S$ și $\underline{U}_T$ pe fazele neafectate de defect se folosesc relațiile :

$$\underline{U}_S = a^2\underline{E}_d - \alpha\underline{E}_d\ ;$$

$$\underline{U}_T = a\underline{E}_d - \alpha\underline{E}_d,$$

în care:

$$\alpha = \frac{\frac{X_0}{X_1} - 1}{\frac{X_0}{X_1} + 2}$$

— pentru varianta I-a de tratare:

$$\alpha = \frac{0,874 - 1}{0,874 + 2} = 0,044,$$

respectiv $\alpha E_d = -0,044 \frac{220}{\sqrt{3}} = -5,57$ kV,
ceea ce conduce la diagramele fazoriale din figura 6.2.16 *g*.
— pentru varianta a II-a de tratare:

$$\alpha = \frac{0,656 - 1}{0,656 + 2} = -0,13,$$

respectiv

$$\alpha E_d = -0,13 \frac{220}{3} = -16,53 \text{ kV},$$

ceea ce conduce la diagramele din figura 6.2.16 *h*.

Aplicația 6.2.17. Să se determine aportul la un scurtcircuit trifazat în punctul k, la momentul zero, al motoarelor de pe barele de servicii proprii respectiv al generatorului sincron, dintr-o centrală electrică (fig. 6.2.17 *a*). În tabelul 6.2.2 sînt date caracteristicile electrice ale motoarelor asincrone din cadrul serviciilor proprii ale grupului de 330 MW. Calculul se face în ipoteza că, la momentul $t = 0$, tensiunile electromotoare ale sistemului, generatorului şi motoarelor au aproximativ aceleaşi valori.

Tabelul 6.2.2

Motorul	M_1 Moara de cărbune	M_2 Ventilator aer	M_3 Ventilator gaze arse	M_4 Pompa de alimentare	M_5 Pompa de condensat	M_6 Pompa circulației	M_7 Ventilator recirculare gaze arse
P_n (kW)	700	900	950	6 800	800	535	630
cos φ	0,88	0,91	0,93	0,92	0,91	0,88	0,90
$\frac{I_p}{I_n}$ *	5,15	7	7,3	5,5	7,5	5,4	7

* I_p — curent de pornire; I_n — curentul nominal.

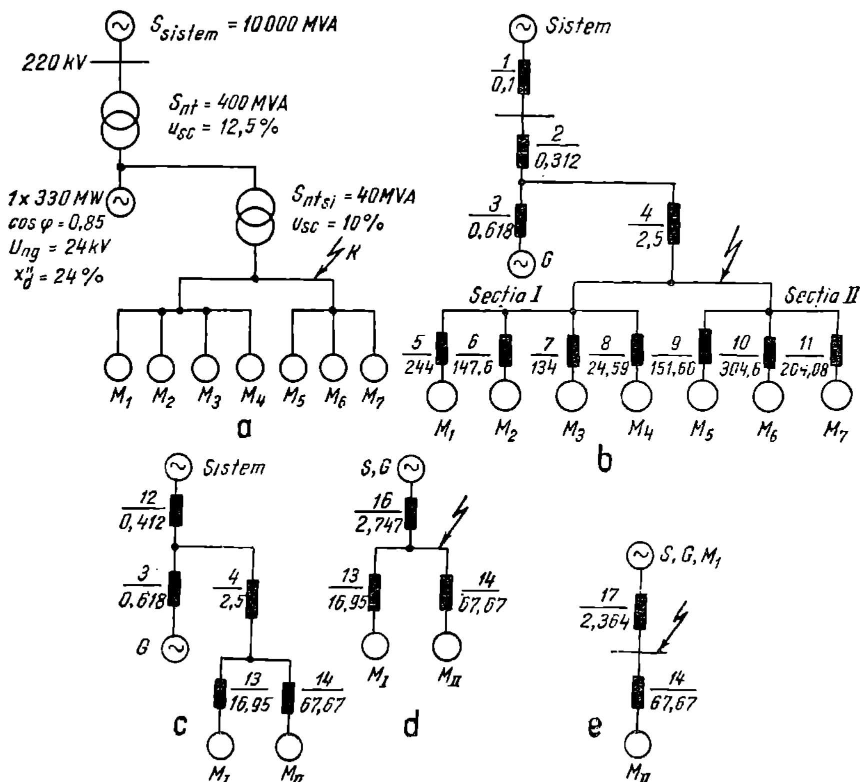


Fig. 6.2.17. Schema electrică de principiu — *a* și schema de secvență directă în etapele succesive de reducere în raport cu nodul *k*.

REZOLVARE :

a) *Calculul reactanțelor relative*

Se aleg următoarele mărimi de bază: $S_b = 1\,000$ MVA și $U_b \approx U_n$.

— Reactanța de secvență directă a generatorului echivalent al sistemului:

$$X_{1s}^{*} = \frac{S_b}{S_{sistem}} = \frac{1\,000}{10\,000} = 0{,}1.$$

— Reactanța de secvență directă a generatorului sincron:

$$x_{1g}^{*} = \frac{24}{100} \frac{1\,000}{\frac{330}{0{,}85}} = 0{,}618,$$

respectiv a transformatorului de bloc:

$$x_{1t}^{*} = \frac{12{,}5}{100} \frac{1\,000}{400} = 0{,}312.$$

— Reactanța de secvență directă a transformatorului de servicii proprii:

$$x_{1\,tsi}^{*} = \frac{10}{100} \frac{1\,000}{40} = 2{,}5.$$

— Reactanțele de secvență directă ale motoarelor asincrone :

$$x^*_{1M_1} = \frac{1}{I_p} \cdot \frac{S_b}{S_{nM}} = \frac{1}{5,15} \frac{1\,000}{\frac{0,7}{0,88}} = 244;$$

$$x^*_{1M_2} = \frac{1}{7} \cdot \frac{1\,000}{\frac{0,9}{0,91}} = 147,6;$$

$$x^*_{1M_3} = \frac{1}{7,3} \cdot \frac{1\,000}{\frac{0,95}{0,93}} = 134;$$

$$x^*_{1M_4} = \frac{1}{5,5} \cdot \frac{1\,000}{\frac{6,8}{0,92}} = 24,59;$$

$$x^*_{1M_5} = \frac{1}{7,5} \cdot \frac{1\,000}{\frac{0,8}{0,91}} = 151,66;$$

$$x^*_{1M_6} = \frac{1}{5,4} \cdot \frac{1\,000}{\frac{0,535}{0,88}} = 304,6;$$

$$x^*_{1M_7} = \frac{1}{7} \cdot \frac{1\,000}{\frac{0,630}{0,90}} = 204,08.$$

b) *Întocmirea schemei de secvență directă*

Folosindu-se reactanțele calculate se întocmește schema de secvență directă (fig. 6.2.17 *b*).

Aceasta se reduce în raport cu punctul de defect $k^{(3)}$ pînă la obținerea unor scheme mai simple (fig. 6.2.17 *c, d, e*). Astfel :

$$x^*_{12} = x^*_1 + x^*_2 = 0,1 + 0,312 = 0,412;$$

$$x^*_{M_{12}} = \frac{x^*_5 x^*_6}{x^*_5 + x^*_6} = \frac{244 \cdot 147,6}{244 + 147,6} = 91,96;$$

$$x^*_{M_{1-3}} = \frac{134 \cdot 91,96}{134 + 91,96} = 54,53;$$

$$x^*_{13} = x^*_{M_{1-4}} = \frac{24,59 \cdot 54,53}{24,59 + 54,53} = 16,95;$$

$$x^*_{M_{5-6}} = \frac{151,66 \cdot 304,6}{151,66 + 304,6} = 101,25;$$

$$x^*_{14} = x^*_{M_{5-7}} = \frac{101,25 \cdot 204,08}{101,25 + 204,08} = 67,67.$$

Se pun în paralel generatorul sincron cu sistemul:

$$x_{15}^* = \frac{x_3^* x_{12}^*}{x_s + x_{12}} = \frac{0{,}618 \cdot 0{,}412}{0{,}618 + 0{,}412} = 0{,}247;$$

$$x_{16}^* = x_{15}^* + x_4^* = 0{,}247 + 2{,}5 = 2{,}747;$$

$$x_{17}^* = \frac{x_{16}^* x_{13}^*}{x_{16}^* + x_{13}^*} = \frac{2{,}747 \cdot 16{,}95}{2{,}747 + 16{,}95} = 2{,}364.$$

Reactanța totală echivalentă în raport cu nodul de defect este:

$$x_t^* = \frac{x_{14}^* x_{17}^*}{x_{14}^* + x_{17}^*} = \frac{67{,}67 \cdot 2{,}364}{67{,}67 + 2{,}364} = 2{,}284.$$

c) *Stabilirea contribuției la scurtcircuit*

Calculul puterii de scurtcircuit:

$$S_k = \frac{S_b}{x_t} = \frac{1\,000}{2{,}284} = 437{,}78 \text{ MVA}.$$

Din această putere de scurtcircuit se va defalca aportul fiecărui element. Astfel:

— aportul generatorului de 330 MW și al sistemului (fig. 6.2.17 *c*):

$$x_{18}^* = \frac{x_{14}^* x_{13}^*}{x_{14}^* + x_{13}^*} = \frac{67{,}67 \cdot 16{,}95}{67{,}67 + 16{,}95} = 13{,}554;$$

$$S_{k,\,G+S} = S_k \cdot \frac{x_{18}^*}{x_{18}^* + x_{16}^*} = 437{,}78 \cdot \frac{13{,}554}{13{,}554 + 2{,}747} = 364 \text{ MVA},$$

din care rezultă aportul generatorului:

$$S_{k,\,G} = S_{k,\,G+S} \cdot \frac{x_{12}^*}{x_3^* + x_{12}^*} = 364 \cdot \frac{0{,}412}{0{,}618 + 0{,}412} = 145{,}6 \text{ MVA},$$

respectiv al sistemului electric:

$$S_{k,S} = 364 \frac{0{,}618}{0{,}618 + 0{,}412} = 218{,}4 \text{ MVA};$$

— aportul motoarelor de pe secția *I* de bare (fig. 6.2.17 *d, e*) este:

$$S_{k,\,I} = S_k \frac{x_{14}^*}{x_{17}^* + x_{14}^*} \cdot \frac{x_{16}^*}{x_{16}^* + x_{13}^*} = 437{,}78 \cdot \frac{67{,}67}{2{,}364 + 67{,}67} \cdot \frac{2{,}747}{2{,}747 + 16{,}95} = 59 \text{ MVA};$$

— aportul motoarelor de pe secția *II* de bare (fig. 6.2.17 *e*) este:

$$S_{k,\,II} = S_k \frac{x_{17}^*}{x_{17}^* + x_{14}^*} = 437{,}78 \cdot \frac{2{,}364}{2{,}364 + 67{,}67} = 14{,}78 \text{ MVA}.$$

Se efectuează verificarea, însumîndu-se contribuțiile la scurtcircuit ale tuturor elementelor sistemului analizat:

$$S_k = 145{,}6 + 218{,}4 + 59 + 14{,}78 = 437{,}78 \text{ MVA}.$$

Aplicaţia 6.2.18. În schema electrică care alimentează consumatori monofazaţi — tracţiunea electrică — şi trifazaţi (fig. 6.2.18 *a*), să se determine gradul de nesimetrie de curent la bornele consumatorului nesimetric (bara B_2) şi la bornele generatorului G_1, precum şi gradul de nesimetrie de tensiune atît la bornele consumatorului nesimetric, cît şi la bornele consumatorului trifazat (bara B_4).

Se cunosc următoarele date :

— Generatoare : $P_n = 60$ MW ; $\cos\varphi = 0{,}8$; $U_n = 10{,}5$ kV ; $x_d = 165\,\%$; $x_i = 19\,\%$; $x_d'' = 17{,}65\,\%$.

— Transformatoare :

$T_1 : S_n = 75$ MVA, $u_{sc} = 10{,}5\,\%$; $T_2 : S_n = 25$ MVA, $u_{sc} = 10{,}5\,\%$; $T_3 : S_n = 10$ MVA, $u_{sc} = 10{,}5\,\%$.

— Consumator trifazat : $S_c = 30$ MVA.

— Consumator monofazat : $S_{mon} = 8$ MVA.

— Puterea de scurtcircuit a sistemului electric : $S_{sc} = 1\,000$ MVA; $X_{sd} \approx X_{si}$.

REZOLVARE :

a) *Întocmirea schemei echivalente*

Se pleacă de la schema electrică de principiu din figura 6.2.18 *a* şi se ţine seama de particularităţile consumatorului monofazat care sînt similare cu ale unui scurtcircuit bifazat realizat prin impedanţa consumatorului respectiv $|\underline{Z}_{mon}| \approx X_{mon}$.

Folosindu-se ecuaţiile de legătură dintre sistemele de curenţi şi tensiuni corespunzătoare componentelor simetrice şi mărimile reale din reţea şi condiţiile de la locul racordării consumatorului monofazat, se obţine schema echivalentă finală din figura 6.2.18 *b*.

Folosind această schemă echivalentă se stabileşte expresia de calcul a componentei inverse de curent la locul de racordare a consumatorului monofazat :

$$I_i = -\frac{U_d}{X_{mon} + \dfrac{X_{si}X_{ci}}{X_{si} + X_{ci}}} \tag{a}$$

Gradul de disimetrie de curent, în acelaşi loc, se calculează cu expresia :

$$\alpha_I = \frac{1}{1 + \dfrac{S_c}{S_{mon}}} \tag{b}$$

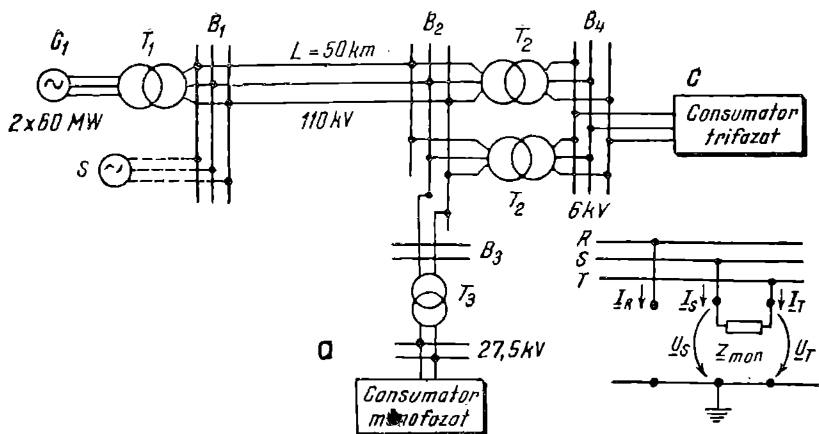
în care :

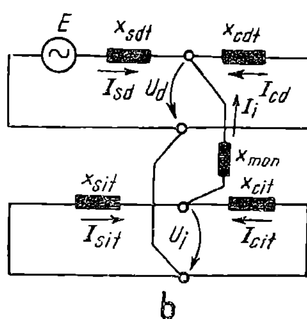
S_c este modulul puterii aparente a consumatorilor trifazaţi ;

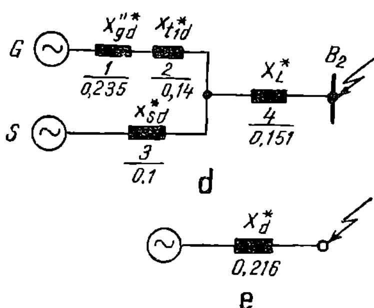
S_{mon} — modulul puterii aparente a consumatorilor monofazaţi.

Gradul de disimetrie de tensiune se calculează cu expresia :

$$\alpha_U = \frac{S_{mon}}{S_{sc}} \tag{c}$$







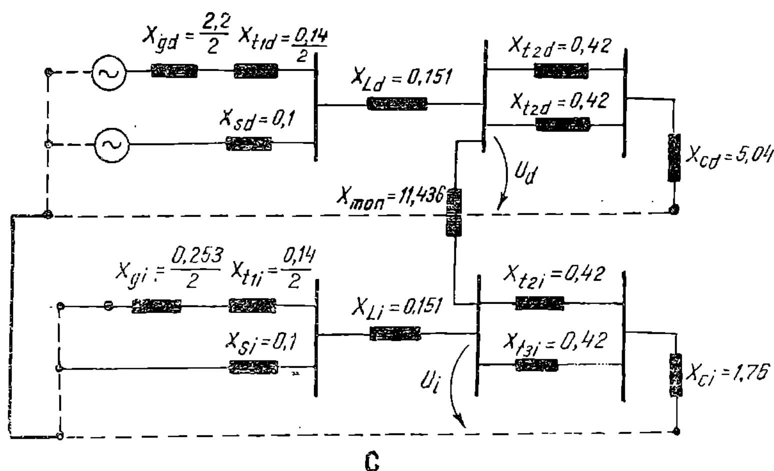


Fig. 6.2.18. Scheme de alimentare şi de calcul pentru consumatorii monofazaţi racordaţi la un sistem trifazat :

a — schema electrică de principiu ; *b* — schema echivalentă pentru definirea mărimilor de calcul; *c* — schema echivalentă cu valorile reactanţelor; *d, e* — scheme de secvenţă directă pentru calculul puterii de scurtcircuit.

în care :

S_{sc} este puterea de scurtcircuit trifazat la locul de racordare a consumatorilor monofazaţi.

Pentru a determina gradul de disimetrie de curent şi de tensiune în alte puncte din reţea, este necesar să se stabilească circulaţia curenţilor de secvenţă directă şi inversă în schemele corespunzătoare.

b) *Calculul reactanţelor de secvenţă directă şi inversă în mărimi relative* pentru schema electrică de principiu din figura 6.2.18 *c*.

— Reactanţele de secvenţă directă :

Pentru generatoare se calculează reactanţa supratranzitorie necesară determinării puterii de scurtcircuit la barele B_2

$$X''^{*}_{gd_1} = \frac{x}{100}\frac{S_b}{S_{ng}} = \frac{17{,}65}{100}\frac{100}{60}\cdot 0{,}8 = 0{,}235$$

şi cea sincronă pentru calculul regimului nesimetric

$$X^{*}_{gd} = \frac{x_d}{100}\frac{S_b}{S_{ng}} = \frac{165}{100}\frac{100}{60}\cdot 0{,}8 = 2{,}2.$$

Reactanţa de secvenţă inversă a generatorului :

$$X^{*}_{gi} = \frac{X_i\%}{100}\frac{S_b}{S_{ng}} = \frac{19}{100}\frac{100}{60}\cdot 0{,}8 = 0{,}253\ ;$$

— pentru transformatorul T_1 :

$$X^{*}_{T1d} = X^{*}_{T1i} = \frac{u_{sc}}{100}\frac{S_b}{S_{nT1}} = \frac{10{,}5}{100}\frac{100}{75} = 0{,}14\ ;$$

— pentru transformatorul T_2 :

$$X^{*}_{T2d} = X^{*}_{T2i} = \frac{10{,}5}{100}\frac{100}{25} = 0{,}42\ ;$$

— pentru linia L :

$$X^{*}_{Ld} = X^{*}_{Li} = x_0 l\frac{S_b}{U_b^2} = 0{,}4\cdot 50\cdot\frac{100}{115^2} = 0{,}151\ ;$$

— pentru consumatorul monofazat :

$$X^{*}_{mon} = \frac{U^2}{S_{mon}}\frac{S_b}{U_b^2} = \frac{110^2}{8}\frac{100}{115^2} = 11{,}436\ ;$$

— pentru sistemul energetic echivalent S :

$$X^{*}_{sd} = X^{*}_{si} = \frac{S_b}{S_{sc}(S)} = \frac{100}{1\,000} = 0{,}1\ ;$$

— pentru consumatorul trifazat C racordat la barele B_4, se consideră schema echivalentă $R \parallel X$ dar se foloseşte numai reactanţa (se neglijează rezistenţa) :

secvenţa directă :

$$X^{*}_{cd} = \frac{U^2}{Q_c}\frac{S_b}{U_b^2} = \frac{6^2}{30\cdot 0{,}6}\cdot\frac{100}{6{,}3^2} = 5{,}04\ ;$$

secvența inversă (se consideră 35 % din X^*_{cd}) :

$$X^*_{ct} = 0{,}35 \cdot 5{,}04 = 1{,}76.$$

c) *Calculul puterii de scurtcircuit trifazat la barele B_2.*
Schema echivalentă corespunzătoare este redată în figura 6.2.18 *d.* Pentru simplificarea schemei se calculează :

$$X^*_5 = \frac{1}{2}(X^*_1 + X^*_2) = \frac{1}{2}(0{,}235 + 0{,}14) = 0{,}187$$

$$X^*_6 = X^*_5 \parallel X^*_3 = \frac{0{,}187 \cdot 0{,}1}{0{,}187 + 0{,}1} = 0{,}065$$

$$X^*_7 = X^*_d = X^*_6 + X^*_4 = 0{,}065 + 0{,}151 = 0{,}216 \text{ (fig. 6.2.18 } e\text{)}.$$

Puterea de scurtcircuit trifazat în punctul B_2 :

$$S_{sc\,(B2)} = \frac{S_b}{X^*_d} = \frac{100}{0{,}216} = 463 \text{ MVA}.$$

d) *Simplificarea schemei echivalente inițiale* (fig. 6.2.18 *c*) pentru a fi adusă la forma din figura 6.2.18 *b.*

$$X^*_{sdt} = \frac{0{,}5(2{,}2 + 0{,}14) \cdot 0{,}1}{0{,}5(2{,}2 + 0{,}14) + 0{,}1} + 0{,}151 = 0{,}243.$$

În continuare, urmărindu-se cele două scheme rezultă :

$$X^*_{cdt} = \frac{0{,}42}{2} + 5{,}04 = 5{,}25.$$

$$X^*_{sit} = \frac{0{,}5(0{,}253 + 0{,}14) \cdot 0{,}1}{0{,}5(0{,}253 + 0{,}14) + 0{,}1} + 0{,}151 = 0{,}217.$$

$$X^*_{cit} = \frac{0{,}42}{2} + 1{,}78 = 1{,}99.$$

e) *Calculul mărimilor caracteristice ale regimului nesimetric pentru barele B_2:*

— Componenta inversă de curent, conform relației (a) :

$$I^*_i = \frac{1}{11{,}43 + \dfrac{0{,}217 \cdot 1{,}99}{0{,}217 + 1{,}99}} = 0{,}086$$

— Gradul de disimetrie de curent, conform relației (b) :

$$\alpha_I = \frac{1}{1 + \dfrac{30}{8}} \cdot 100 = 21\,\%.$$

— Gradul de disimetrie de tensiune, conform relației (c) :

$$\alpha_U = \frac{8}{463} \cdot 100 = 1{,}73\,\%.$$

f) *Repartizarea componentei inverse de curent în rețeaua de secvență inversă.* Repartizarea se efectuează pentru a putea calcula gradul de disimetrie de tensiune la consumatorul trifazat (B_4) și gradul de disimetrie de curent la generatoarele centralei G_1.

— Componenta inversă de curent la consumator I^*_{ci} (fig. 6.2.18 *b*):

$$I^*_{cit} = I^*_i \frac{X^*_{sit}}{X^*_{sit}+X^*_{cit}} = 0{,}086 \, \frac{0{,}217}{0{,}217 + 1{,}99} = 0{,}0085,$$

$$I^*_{sit} = 0{,}086 - 0{,}0085 = 0{,}0775.$$

— Componenta inversă de curent prin generatoarele centralei G_1 (fig. 6.2.18 *c*)

$$I^*_{gi} = I^*_{sit} \frac{X^*_{si}}{X^*_{si} + X^*_{gi}} = 0{,}0775 \, \frac{0{,}1}{0{,}1 + 0{,}5(0{,}253 + 0{,}14)} = 0{,}0157.$$

— Componenta inversă de tensiune la barele B_4:

$$\Delta U^*_{iB4} = U^*_{iB4} = \sqrt{3}\, X^*_{ci}\, I^*_{cit} = \sqrt{3} \cdot 1{,}76 \cdot 0{,}0085 = 0{,}0259$$

sau

$$U_{iB4} = U^*_{iB4} \cdot U_b = 0{,}0259 \cdot 6{,}3 = 163 \text{ V}.$$

— Gradul de disimetrie de tensiune la barele B_4:

$$\alpha_{UB4} = \frac{U_{iB4}}{U_{dB4}} \cdot 100 = \frac{163}{6\,000} \cdot 100 = 2{,}72\%.$$

— Gradul de disimetrie de curent la generatoare:
Componenta inversă de curent la generatoare este:

$$I_{gi} = I^*_{gi} \cdot I_b = 0{,}0157 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 144 \text{ A}.$$

Se consideră că cele două generatoare ale centralei debitează o putere $S = 100$ MVA, cu $\cos \varphi = 0{,}8$; în acest caz gradul de disimetrie de curent este:

$$\alpha_{Ig} = \frac{144 \cdot \sqrt{3} \cdot 6{,}3}{100 \cdot 10^3} \cdot 100 = 1{,}569\%.$$

Pe baza rezultatelor obținute se pot face următoarele observații:
— gradul de disimetrie al curentului în generatoare este admisibil, fiind sub 5%, conform normelor;
— gradul de disimetrie de tensiune la consumatorii trifazați este inadmisibil, fiind mai mare de 1%, impunîndu-se măsuri pentru reducere.

Aplicația 6.2.19. Să se calculeze rezistența de punere la pămînt pe neutrul înfășurării de medie tensiune a unui transformator de 110/10,5 kV de 25 MVA, dintr-o stație de transformare care alimentează un consumator industrial. Caracteristicile transformatoarelor și puterea de scurtcircuit pe barele de 110 kV sînt indicate în figura 6.2.19. Curentul de scurtcircuit monofazat pentru care se calculează rezistența de punere la pămînt a neutrului se consideră egal cu 600 A.

REZOLVARE :

Se calculează mai întîi reactanțele de succesiune directă, inversă și homopolară, pentru schema instalației reprezentată în figura 6.2.19 și se obține:

— pentru succesiunea directă :

— reactanța sistemului :

$$X_{1s} = \frac{U_n^2}{S_k^{(3)}} \cdot \frac{1}{k^2} =$$

$$= \frac{110^2}{500} \left(\frac{10,5}{110}\right)^2 = 0,22\ \Omega;$$

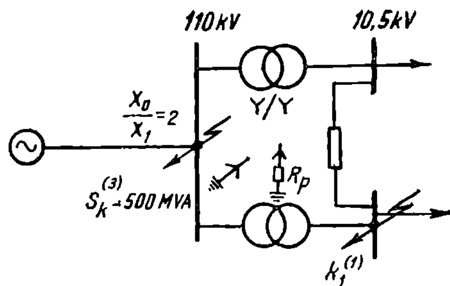


Fig. 6.2.19. Schema instalației industriale corespunzătoare aplicației 6.2.19.

— reactanța transformatorului :

$$X_{1T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(10,5)^2}{25} = 0,46\ \Omega.$$

Reactanța echivalentă de succesiune directă, redusă la punctul de defect monofazat, are valoarea :

$$X_{1e} = X_{1s} + \frac{X_{1T}}{2} = 0,22 + 0,23 = 0,45\ \Omega,$$

în care s-a considerat că pe partea de joasă tensiune stația de transformare funcționează cu întreruptorul de cuplă închis :

— pentru succesiunea inversă :

$$X_{2s} = X_{1s} = 0,22\ \Omega;$$

$$X_{2T} = X_{1T} = 0,46\ \Omega;$$

$$X_{2e} = X_{1e} = 0,45\ \Omega;$$

— pentru succesiunea homopolară :

— reactanța homopolară a sistemului se calculează ținînd seama că raportul $\frac{X_0}{X_1}$ la bara de 110 kV este egal cu 2,0 și în consecință :

$$X_{0s} = 2 \cdot 0,22 = 0,44\ \Omega;$$

— pentru transformatorul pus direct la pămînt :

$$X_{0T} = X_1 = 0,46\ \Omega;$$

$$X_{0e} = 0,44 + 0,46 = 0,9\ \Omega.$$

Curentul de scurtcircuit monofazat în cazul legării directe a neutrului la pămînt (curentul de scurtcircuit maxim)

Ținînd seama că :

$$X_{1e} = X_{2e} = 0,45\ \Omega$$

$$X_{0e} = 0,9\ \Omega$$

$$I_{sc}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_n}{X_{1e} + X_{2e} + X_{0e}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,5}{0,45 + 0,45 + 0,9} = 10,09\ \text{kA}.$$

Calculul rezistenței de legare la pămînt a neutrului

Rezistența de punere la pămînt a neutrului transformatorului se determină ținînd seama că:

$$(I_{sc}^{(1)})_{redus} = 600 \text{ A} = \frac{\sqrt{3}\, U_n}{\sqrt{(3R_p)^2 + (X_{1e} + X_{2e} + X_{0e})^2}},$$

din care reiese că:

$$R_p = \frac{1}{3}\sqrt{\frac{3\, U_n^2}{(I_{sc}^{(1)})r} - (X_{1e} + X_{2e} + X_{0e})^2} = \frac{1}{3}\sqrt{\frac{3\cdot 10{,}5^2}{(0{,}6)^2} - 1{,}8^2} = 10{,}08\ \Omega.$$

Cu aceste date se poate calcula potențialul punctului neutru:

$$V_N = 10{,}08\cdot 600 = 6\,048 \text{ V}$$

care după cum se constată este aproximativ egal cu tensiunea pe fază a rețelei. Dacă se consideră, de exemplu, că curentul de scurtcircuit redus este jumătate din curentul maxim de scurtcircuit, atunci, conform relației:

$$\frac{V_N}{V} = \sqrt{1 - \left[\frac{(I_{sc}^{(1)})r}{I_{sc\ max}^{(1)}}\right]^2} = 0{,}865,$$

potențialul punctului neutru este egal cu $\sqrt{3/2}$ ori din tensiunea pe fază a rețelei.

Aplicația 6.2.20. O centrală electrică industrială, echipată cu trei grupuri de 50 MW fiecare, alimentează prin două linii, de 110 kV și 60 km lungime, stația de transformare a unei întreprinderi care are trei transformatoare de 40 MVA. Să se calculeze curenții de scurtcircuit în punctele k_1, k_2 și k_3 și să se aplice regula curentului de succesiune directă pentru aflarea curenților de scurtcircuit nesimetric — monofazat, bifazat și bifazat cu punere la pămînt — în aceleași locuri de defect. Calculele vor fi efectuate pentru momentul $t = 0$, considerîndu-se $S_b = 100$ MVA și $U_b = 115$ kV și acceptîndu-se următoarele ipoteze: reactanța de succesiune inversă a generatoarelor este egală cu cea de succesiune directă, în fiecare stație de transformare se leagă direct la pămînt cîte un singur transformator, iar pentru linia cu dublu circuit reactanța de succesiune homopolară se ia de patru ori mai mare decît cea de succesiune directă, a cărei valoare este de 0,4 Ω/km. Elementele de calcul necesare sînt indicate în fig. 6.2.20.

REZOLVARE:

Calculul reactanțelor de succesiune directă și inversă

Pentru generatoarele, transformatoarele și linia din fig. 6.2.20 se determină următoarele valori de reactanțe:

$$X_g^* = X_1^* = \frac{x_d''}{100}\cdot\frac{S_b}{S_n} = \frac{14{,}5}{100}\,\frac{100}{150}\cdot 0{,}85 = 0{,}082;$$

$$X_{t1}^* = X_2 = \frac{u_{scc}}{100}\,\frac{S_b}{S_n} = \frac{10{,}5}{100}\,\frac{100}{180} = 0{,}058;$$

$$X_L^* = X_3^* = \frac{0{,}4\cdot 60}{2}\,\frac{S_b}{U_b^2} = \frac{0{,}4\cdot 60}{2}\,\frac{100}{115^2} = 0{,}091;$$

$$X_{t2}^* = X_4^* = \frac{10{,}5}{100}\,\frac{100}{120} = 0{,}0875.$$

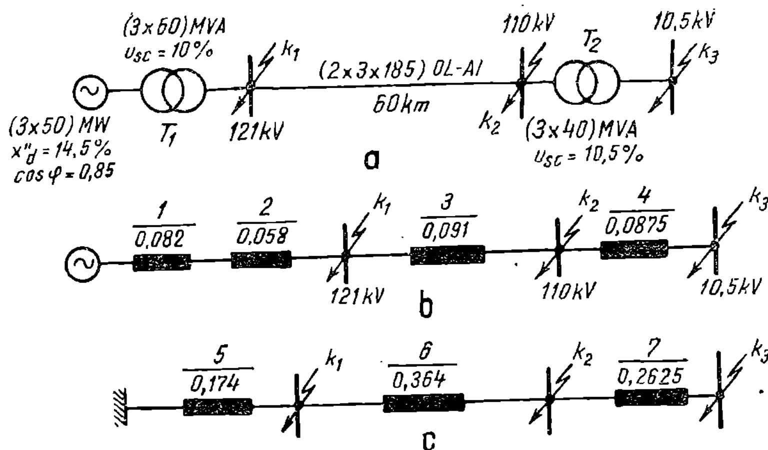


Fig. 6.2.20. Sistemul electric corespunzător aplicației 6.2.20 :
a — schema inițială ; *b*, *c* — schema reactanțelor echivalente.

Schema echivalentă de succesiune directă, în care sînt indicate reactanțele calculate, corespunde fig. 6.2.20 *b*. Reactanțele de succesiune inversă sînt identice cu cele de succesiune directă, iar schema echivalentă corespunde de asemenea fig. 6.2.20 *b*, în care lipsesc sursele electromotoare.

Calculul reactanțelor de succesiune homopolară

Pentru transformatorul legat la pămînt în fiecare stație de transformare, reactanța de succesiune homopolară este egală cu cea de succesiune directă.

În consecință :

$$X^*_{ot} = X^*_5 = 0{,}174 \,; \quad X^*_{oL} = X^*_6 = 0{,}364 \,; \quad X^*_{ot_2} = X^*_7 = 0{,}2625.$$

Schema echivalentă corespunzătoare succesiunii homopolare este dată în fig. 6.2.20 *c*.

Calculul curentului de scurtcircuit trifazat

Ținîndu-se seama de schema echivalentă a reactanțelor de succesiune directă reprezentată în fig. 6.2.20 *b*, rezultă următoarele reactanțe echivalente pentru locurile de scurtcircuit considerate :

$$(X^*_e)_{k_1} = X^*_1 + X^*_2 = 0{,}14 \,; \quad (X^*_e)_{k_2} = 0{,}14 + 0{,}091 = 0{,}231 \,;$$

$$(X^*_e)_{k_3} = 0{,}231 + 0{,}0875 = 0{,}3185,$$

iar curenții de scurtcircuit trifazat, pentru momentul $t = 0$, au valorile următoare :

$$I^{(3)}_{k_1} = 1{,}1 \frac{I_b}{(X^*_e)_{k1}} = \frac{1{,}1 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0{,}14} = 3{,}95 \text{ kA} \,; \quad X^{(3)}_{k_2} = \frac{1{,}1 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0{,}231} = 2{,}394 \text{ kA}$$

$$I^{(3)}_{k_3} = \frac{1{,}1 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5 \cdot 0{,}3185} = 19{,}02 \text{ kA},$$

în care a fost acceptat coeficientul 1,1 pentru calcule, considerîndu-se defectul apropiat de sursă.

Calculul curenților de scurtcircuit nesimetric — monofazat, bifazat și bifazat cu punere la pămînt

Conform regulii de succesiune directă, curentul de succesiune directă în funcție de care se pot exprima toate celelalte componente simetrice de curent și de tensiune, pentru orice tip (n) de defect nesimetric, este determinat ca un curent de scurtcircuit trifazat într-un punct îndepărtat electric față de locul real de scurtcircuit, printr-o reactanță suplimentară $X_e^{(n)}$ care depinde numai de reactanțele de succesiune inversă și homopolară în raport cu punctul de defect considerat.

Reactanțele echivalente pentru fiecare tip de defect au valorile :

— pentru scurtcircuitul monofazat : $X_e^{*(1)} = X_2^* + X_0^*$;

— pentru scurtcircuitul bifazat : $X_e^{*(2)} = X_2^*$;

— pentru scurtcircuitul bifazat cu punere la pămînt : $X_e^{*(1,1)} = X_2^* \,||\, X_0^*$ în care X_0^* și X_2^* sînt reactanțele echivalente de succesiune inversă și homopolară în raport cu locurile de defect considerate.

Ținîndu-se seama de datele calculate mai înainte, se determină :

— pentru defecte în punctul k_1 :

$$X_e^{*(1)} = 0,14 + 0,174 = 0,314 \; ; \quad X_e^{*(2)} = 0,14 \; ; \quad X_e^{*(1,1)} = \frac{0,14 \cdot 0,174}{0,314} = 0,078 \; ;$$

— pentru defecte în punctul k_2 :

$$X_e^{*(1)} = 0,231 + 0,538 = 1,769 \; ; \quad X_e^{*(2)} = 0,231 \; ; \quad X_e^{*(1,1)} = \frac{0,231 \cdot 0,538}{0,769} = 0,162 \; ;$$

— pentru defecte în punctul k_3 :

$$X_e^{*(1)} = 0,3185 + 0,8005 = 1,119 \; ; \quad X_e^{*(2)} = 0,3185 \; ;$$

$$X_e^{*(1,1)} = \frac{0,3185 \cdot 0,8005}{1,119} = 0,228.$$

Curentul de succesiune directă pentru fiecare tip de defect este calculat cu relația (6.1.33), exprimată în unități relative :

$$I_1^{(n)} = 1,1 \frac{I_e}{X_1^* + X_e^{*(n)}}$$

Pe această bază se obține :

— pentru scurtcircuite nesimetrice în punctul k_1 :

$$I_1^{(1)} = 1,1 \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115(0,14 + 0,314)} = \frac{0,553}{0,454} = 1,218 \text{ kA} \; ;$$

$$I_1^{(2)} = \frac{0,553}{0,28} = 1,975 \text{ kA} \; ; \quad I_1^{(1,1)} = \frac{0,553}{0,141 + 0,078} - 2,537 \text{ kA}.$$

— pentru scurtcircuite nesimetrice în punctul k_2 :

$$I_1^{(1)} = \frac{0,553}{0,231 + 0,769} = 0,553 \text{ kA} \; ; \quad I_1^{(2)} = \frac{0,553}{2 \cdot 0,231} = 1,197 \text{ kA} \; ;$$

$$I_1^{(1,1)} = \frac{0,553}{0,231 + 0,162} = 1,407 \text{ kA}.$$

— pentru scurtcircuite nesimetrice în punctul k_3 :

$$I_1^{(1)} = \frac{1,1 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 10,5(0,3185 + 1,119)} = \frac{6,056}{1,4375} = 4,21 \text{ kA};$$

$$I_1^{(2)} = \frac{6,056}{2 \cdot 0,3185} = 9,507 \text{ kA}; \quad I_1^{(1,1)} = \frac{6,056}{0,3185 + 0,228} = 11,08 \text{ kA}.$$

De asemenea, tensiunea de succesiune directă la locul de defect este dată de relaţia generală (6.1.34) şi are următoarele valori :

— pentru punctul de defect k_1 :

$$V_1^{(1)} = 0,314 \cdot 1,218 \cdot \frac{115^2}{100} = 50,58 \text{ kV}; \quad V_1^{(2)} = 0,14 \cdot 1,975 \cdot \frac{115^2}{100} = 36,56 \text{ kV};$$

$$V_1^{(1,1)} = 0,078 \cdot 2,537 \cdot \frac{115^2}{100} = 26,17 \text{ kV}.$$

— pentru punctul de defect k_2 :

$$V_1^{(1)} = 0,769 \cdot 0,553 \cdot \frac{115^2}{100} = 56,24 \text{ kV}; \quad V_1^{(2)} = 0,231 \cdot 1,197 \frac{115^2}{100} = 36,57 \text{ kV};$$

$$V_1^{(1,1)} = 0,162 \cdot 1,407 \frac{115^2}{100} = 30,14 \text{ kV}.$$

— pentru punctul de defect k_3 :

$$V^{(1)} = 1,119 \cdot 4,21 \left(\frac{10,5}{100}\right)^2 = 0,052 \text{ kV}; \quad V_1^{(2)} = 0,3185 \cdot 9,507 \left(\frac{10,5}{100}\right)^2 =$$

$$= 0,0334 \text{ kV}; \quad V_1^{(1,1)} = 0,228 \cdot 11,08 \left(\frac{10,5}{100}\right)^2 = 0,028 \text{ kV}.$$

Conform rezultatelor obţinute se verifică relaţiile (6.1.36) şi (6.1.37).

Curenţii de scurtcircuit nesimetrici corespunzători locurilor de defect considerate se calculează cu relaţia (6.1.35), considerîndu-se pentru coeficienţii $m^{(n)}$ următoarele valori :

— pentru scurtcircuitul monofazat : $m^{(1)} = 3$;

— pentru scurtcircuitul bifazat : $m^{(2)} = \sqrt{3}$;

— pentru scurtcircuitul bifazat cu punere la pămînt :

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3\left[1 - \frac{X_0 \cdot X_e}{(X_0 + X_2)^2}\right]};$$

Se obţin următoarele rezultate :

— pentru scurtcircuitul monofazat în punctele k_1, k_2 şi k_3 :

$$I_{k_1}^{(1)} = 3 \cdot 1,218 = 3,654 \text{ kA}; \quad I_{k_2}^{(1)} = 3 \cdot 0,553 = 1,659 \text{ kA};$$

$$I_{k_3}^{(1)} = 3 \cdot 4,21 = 12,63 \text{ kA}.$$

— pentru scurtcircuitul bifazat în punctele k_1, k_2 şi k_3 :

$$I_{k_1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1,975 = 3,42 \text{ kA}; \quad I_{k_2}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1,197 = 2,07 \text{ kA};$$

$$I_{k_3}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 9,507 = 16,45 \text{ kA}.$$

— pentru scurtcircuitul bifazat cu punere la pămînt în punctele k_1, k_2, k_3.

$$I_{k_1}^{(1,1)} = 1,5 \cdot 2,537 = 3,805 \text{ kA}; \quad I_{k_2}^{(1,1)} = 1,539 \cdot 1,407 = 2,165 \text{ kA};$$

$$I_{k_3}^{(1,1)} = 1,549 \cdot 11,08 = 17,16 \text{ kA},$$

în care s-au calculat:

— pentru punctul k_1:

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3\left(1 - \frac{0,14 \cdot 0,174}{(0,314)^2}\right)} = 1,5;$$

— pentru punctul k_2:

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3\left(1 - \frac{0,231 \cdot 0,538}{0,769^2}\right)} = 1,539;$$

— pentru punctul k_3:

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3\left(1 - \frac{0,3185 \cdot 0,8005}{(1,119)^2}\right)} = 1,549.$$

Se verifică şi condiţia unei legări efective a neutrului la pămînt, constatîndu-se că pentru toate locurile de defect considerate există inegalitatea: $I_k^{(3)} > I_k^{(1)}$.

BIBLIOGRAFIE

1. Iacobescu, Gh., Iordănescu, I., Tudose, M. **Reţele şi sisteme electrice**, EDP, 1979.
2. Iordănescu, I., Iacobescu, Gh. **Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor**, EDP, 1979.
3. Henriet, P. **Fonctionement et protection des réseaux de transport d'électricité**, Paris, Ed. Gauthier, 1958.
4. Rüdenberg, R. **Fenomene tranzitorii în sistemele electroenergetice**, Editura Tehnică, 1959.
5. Ulianov, S A. **Regimuri tranzitorii ale sistemelor electrice** (traducere din limba rusă), Bucureşti, Editura Tehnică, 1967.
6. Happoldt, H., Oeding, D. **Elektrische Kraftwerke und Netze SPRINGER**, Verlag, Berlin — Heidelberg — New York, 1978.
7. Gross, C. A. **Power system analysis**, John Wiley, N.Y., 1979.
8. Neuenswander, J. R. **Modern power systems**, N.Y. International textbook company, 1971.
9. * * * PE 134/74 — **Normativ privind metodologia de calcul al curenţilor de scurtcircuit.** Instalaţii cu tensiune peste 1 kV.
10. Hosemann, G. **Drehstromnetze in Zwei** — Achsen — Kompenenten. ETZ A, 92, 1971, p. 618—632.
11. Brown, A., Eidinger, A. et Rouss, E. **La coupure des courants de court** — circuit alternatifs dans les réseaux à haute tension, R.B.B., 4, 1979, pag. 240—254.
12. Oeding, D., Seele, W., Zimmermann, W. S. **Berechnung der Kurzschlußstrome in gleichmäßig vermaschten augedehnten Drehstromnetzen** — Elektrizitätswirtschaft 73, 1974, pag. 662—666.

7. REGIMUL DEFORMANT. CARACTERISTICI ŞI MĂSURI DE ATENUARE

7.1. INDICAŢII TEORETICE

Regimul deformant constituie o problemă complexă a sistemelor energetice, începînd cu cauzele şi condiţiile apariţiei armonicilor cu frecvenţă superioară de tensiune şi curent, cu consecinţele acestora asupra funcţionării reţelelor şi receptoarelor de energie electrică şi cu măsurile necesare pentru atenuarea acestui fenomen.

Aplicaţiile care se prezintă în acest capitol nu se referă la stabilirea prin măsurări şi calcule a existenţei armonicilor de curent şi tensiune în anumite noduri sau la determinarea prin analiza armonică a spectrului şi ponderii diferitelor armonici în undele de curent şi tensiune. Se consideră că toate aceste informaţii există, fiind stabilite anterior şi considerate ca date iniţiale pentru problemele examinate. Aceste aplicaţii privesc stabilirea mărimilor caracteristice (reziduul deformant, coeficientul de distorsiune etc.) şi a măsurilor care în general constau în montare de filtre, pentru reducerea gradului de deformare, îndeosebi al undelor de tensiune în nodurile examinate ale reţelelor.

Întrucît regimul deformant este influenţat şi de bateriile de condensatoare utilizate pentru îmbunătăţirea factorului de putere, se ia în considerare şi prezenţa acestora.

Aplicaţiile se referă la schemele întîlnite mai frecvent în reţelele electrice. Astfel, se analizează regimul deformant pentru un singur nod, care poate fi constituit dintr-o secţie de bare (*A*) (fig. 7.1.1 *a*), de medie tensiune, a unei staţii de transformare de 110/6 kV de tip racord adînc, care funcţionează separat prin cupla longitudinală deschisă, de cealaltă secţie de bare alimentată de al doilea transformator.

Un alt caz care se examinează îl reprezintă cele două secţii de bare de medie tensiune (*A* şi *B*) (fig. 7.1.2 *a*) ale unei staţii de transformare de 110/6 kV, echipată cu două transformatoare, prevăzută cu bare şi pe partea de înaltă tensiune.

Pentru fiecare dintre cele două tipuri de scheme se examinează următoarele situaţii :

— este prezent numai regimul deformant datorat consumatorilor deformanţi locali, fără compensare ;

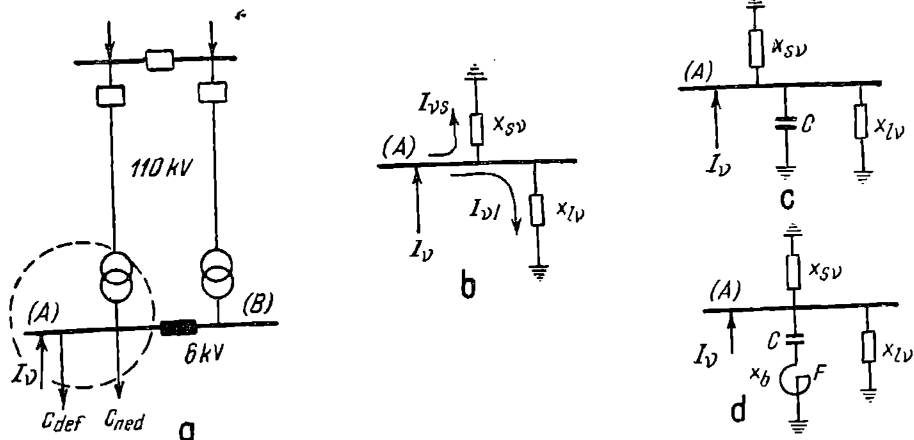


Fig. 7.1.1. Schema unei stații de tip racord adînc d e 110/6 kV :

a — schema electrică de principiu ; *b* — schema echivalentă pentru barele *A* cu consumatori deformanți ; *c* — schema secției *A* de bare cu baterie de condensatoare ; *d* — schema stației *A* de bare cu filtru.

Fig. 7.1.2. Schema unei stații de 110/6 kV cu bare la 110 kV :

a — schema electrică de principiu ; *b* — schema echivalentă fără compensare ; *c* — schema echivalentă cu compensare ; *d* — schema echivalentă cu filtru și compensare.

— se consideră existența bateriilor de condensatoare pentru compensare și influența acestora asupra regimului deformant din nod;

— se examinează măsurile necesare pentru reducerea coeficientului de distorsiune pentru tensiune sub valoarea admisă de reglementările în vigoare și care în țara noastră este de 5%.

Schemele echivalente ale elementelor rețelei se consideră formate numai din reactanțe, iar pentru diferitele armonici se consideră că reactanțele variază direct proporțional cu ordinul ν al acestora, adică reactanța unui element pentru armonica de ordinul ν se calculează cu expresia:

$$X_\nu = \nu \cdot X_1, \qquad (7.1.1)$$

în care X_1 este reactanța fiecărui element, calculată pentru frecvența de 50 Hz a undei fundamentale.

Reactanța sistemului pînă la nodul care se examinează se calculează folosindu-se puterea de scurtcircuit dată de sistem.

Ca număr de armonici considerat, față de cel existent în rețelele reale și care poate ajunge pînă la $\nu = 40$, în scopul reducerii volumului calculelor se consideră trei armonici, cele mai frecvent întîlnite în instalații, respectiv $\nu = 5,7,11$ sau 5, 7, 13.

Pentru efectuarea calculelor se stabilesc schemele echivalente corespunzătoare.

În continuare sînt prezentate etapele de calcul pentru cele două tipuri de scheme menționate.

7.1.1. SCHEMA DE TIP RACORD ADÎNC (fig. 7.1.1)

a) *Există numai consumatorii deformanți și nedeformanți*

Schema echivalentă, în ipoteza că se consideră pentru secția de bare *A* numai consumatorii deformanți C_{def} și cei nedeformanți C_{ned}, este prezentată în fig. 7.1.1 *b*.

Datele inițiale sînt puterile active și reactive preluate din rețea de consumatorii nedeformanți și deformanți, corespunzătoare factorului de putere natural (necompensat), precum și spectrul și ponderea armonicelor de curent față de curentul fundamental preluat de consumatorii deformanți.

Se calculează armonicele de curent, I_ν, injectate de consumatorii deformanți, precum și reziduul deformant al curentului consumatorilor deformanți, folosindu-se expresia:

$$I_{rez} = \sqrt{\sum_{\nu=2}^{n} I_\nu^2}, \qquad (7.1.2)$$

coeficientul de distorsiune al curentului cu expresia:

$$\delta I_{def} = \frac{I_{rez}}{I_{1\,def}} \; 100 \; [\%], \qquad (7.1.3)$$

în care $I_{1\,def}$ reprezintă valoarea efectivă a curentului fundamental absorbit de consumatorii deformanți.

Se determină componentele curenţilor armonici $I_{\nu S}$ care circulă spre sistemul energetic cu expresia:

$$I_{\nu S} = I_{\nu} \frac{X_{e\nu}}{X_{e\nu} + X_{s\nu}} \quad (7.1.4)$$

şi componentele aceloraşi curenţi $I_{\nu e}$ care circulă spre consumatorii nedeformanţi locali C_{ned}, respectiv:

$$I_{\nu e} = I_{\nu} - I_{\nu S}. \quad (7.1.5)$$

Pentru fiecare dintre cele două căi de curent, spre sistem şi spre consumatorii nedeformanţi, se poate calcula reziduul deformant şi coeficientul de distorsiune folosindu-se expresiile (7.1.2) şi (7.1.3).

Armonicele de tensiune U_{ν} la bara A, care reprezintă de fapt căderile de tensiune corespunzătoare curenţilor armonici $I_{\nu S}$ datorită reactanţei sistemului $X_{S\nu}$, se calculează cu expresii de forma:

$$U_{\nu} = \Delta U_{\nu} = \sqrt{3} I_{\nu S} X_{S\nu} \nu. \quad (7.1.6)$$

Cu valorile determinate se calculează pentru tensiunea de la bara A:

— reziduul deformant:

$$U_{A\ rez} = \sqrt{\sum_{\nu=2}^{n} U_{\nu}^2}; \quad (7.1.7)$$

— coeficientul de distorsiune:

$$\delta U_{A\ def} = \frac{U_{rez}}{U_{1A}}\ 100\ [\%], \quad (7.1.8)$$

în care U_{1A} este valoarea reală a tensiunii la bara A indicată de aparatele de măsurat;

— valoarea efectivă a undei de tensiune deformată:

$$U_{Adef} = \sqrt{\sum_{\nu=1}^{n} U_{\nu}^2}. \quad (7.1.9)$$

În cazul în care valoarea coeficientului de distorsiune a tensiunii $\delta U_{Adef} < 5\%$, se poate considera că regimul deformant existent nu necesită măsuri pentru atenuare, cu precizarea că nu se instalează baterii de condensatoare pentru îmbunătăţirea factorului de putere.

b) *Influenţa prezenţei bateriilor de condensatoare*

În majoritatea cazurilor similare celui menţionat — din cauza valorii foarte reduse a factorului de putere atît al consumatorilor nedeformanţi, cît şi al celor deformanţi — se prevăd pentru îmbunătăţirea acestuia baterii de condensatoare. Acestea, prin prezenţa lor în schema echivalentă a nodului examinat (fig. 7.1.1 *c*), influenţează caracteristicile regimului deformant iniţial. Pentru a se pune în evidenţă aceasta, se calculează reactanţa echivalentă

a celor trei elemente în paralel (sistem, consumator nedeformat şi baterie) pentru fiecare armonică, cu expresii de forma:

$$X_{e\nu} = \frac{-\dfrac{1}{C\omega\nu}\cdot X_e\cdot\nu}{-\dfrac{1}{C\omega\nu}+X_e\cdot\nu} = \frac{-x_B\cdot X_e\cdot\nu}{-X_B+X_e\cdot\nu^2} \qquad (7.1.10)$$

şi respectiv

$$X_{\nu\,final} = \frac{X_{e\nu}\cdot X_{s\nu}}{X_{e\nu}+X_{s\nu}} \qquad (7.1.11)$$

sau

$$\frac{1}{X_{\nu\,final}} = -\frac{\nu}{X_B}+\frac{1}{X_s\cdot\nu}+\frac{1}{X_e\cdot\nu} \qquad (7.1.12)$$

în care:

X_B este reactanţa capacitivă a bateriei;

X_S — reactanţa sistemului;

X_e — reactanţa consumatorilor nedeformanţi.

Calculîndu-se căderile de tensiune pe fiecare reactanţă rezultantă finală, datorită fiecărei armonici de curent, se determină de fapt armonicele de tensiune pentru tensiunea de la bara A.

Cu acestea se stabilesc, pe de o parte, caracteristicile regimului deformant pentru tensiunea U_A şi pe de altă parte, se pot calcula armonicele de curent care circulă prin bateria de condensatoare folosindu-se expresii de forma:

$$I_{C\nu} = \frac{U_\nu}{\sqrt{3}}C\omega\nu. \qquad (7.1.13)$$

În scopul justificării şi verificării valorilor obţinute pentru armonicele de curent care circulă prin bateria de condensatoare, este necesar să se determine ordinul armonicii de rezonanţă corespunzătoare schemei echivalente din fig. 7.1.1 *c* cu ajutorul expresiei:

$$\nu_{rez} = \sqrt{\frac{X_c}{X_s}+\frac{X_c}{X_e}}. \qquad (7.1.14)$$

În majoritatea cazurilor valorile coeficientului de distorsiune al tensiunii depăşesc, datorită prezenţei bateriei de condensatoare, valoarea admisă de 5%, necesitînd măsuri pentru atenuarea regimului deformant.

c) *Atenuarea regimului deformant*

Măsura cea mai eficientă care se ia pentru atenuarea regimului deformant constă în montarea unor filtre (F), realizate din circuite serie formate din bobine şi condensatoare (fig. 7.1.1 *d*), care sînt aduse la rezonanţă pe frecvenţa uneia sau a mai multor armonici, pe care le absorb şi contribuie prin aceasta la reducerea coeficientului de distorsiune al tensiunii la nodurile în care se montează sub 5%.

Aceste filtre se realizează folosindu-se, în general, condensatoarele montate pentru îmbunătățirea factorului de putere, cu care se montează în serie bobine special realizate pentru a satisface expresia :

$$X_b \nu_{rez} - \frac{1}{C\omega\nu_{rez}} = 0, \tag{7.1.15}$$

în care :

X_b	este	reactanța bobinei ;
C	—	capacitatea bateriei de condensatoare ;
$\omega = 2\pi f$	—	pulsația ;
ν_{rez}	—	ordinul armonicii pe care este rezonant filtrul.

Din această expresie se determină reactanța bobinei X_b.

Întrucît unui astfel de filtru, rezonant pe armonica de ordinul ν_{rez}, i se aplică și alte armonici de tensiune prezente la barele A, $U\nu$, al căror ordin ν diferă de ν_{rez} putînd fi $\nu \lesseqgtr \nu_{rez}$, filtrul se comportă diferit, în funcție de semnul expresiei :

$$X_b\left(\nu - \frac{\nu_{rez}^2}{\nu}\right). \tag{7.1.16}$$

Astfel, pentru armonicele de ordinul $\nu < \nu_{rez}$ expresia (7.1.16) devine negativă, respectiv filtrul se comportă ca o capacitate, iar pentru cele de ordinul $\nu > \nu_{rez}$ este pozitivă și filtrul se comportă ca o inductanță, adică în primul caz filtrul injectează curenți armonici în nod, iar în al doilea caz absoarbe curenți armonici din nod.

Pentru fiecare armonică $\nu \neq \nu_{rez}$, expresia (7.1.15) devine :

$$X_b \cdot \nu - \frac{1}{C \cdot \omega \cdot \nu} \neq 0 = X_{F\nu}. \tag{7.1.17}$$

Calculîndu-se valorile acestei expresii, $X_{F\nu}$, pentru diferitele valori ale lui ν se pot determina, considerîndu-se și celelalte reactanțe (X_l și X_S) din nodul A, reactanțele echivalente finale $X_\nu^{(F)}{}_{final}$, folosindu-se expresii de forma (7.1.10)—(7.1.12).

Cu valorile obținute și cu armonicile de curent produse de consumatorii deformanți, care rămîn constante, se calculează căderile de tensiune, care reprezintă și armonicele de tensiune prezente la secția A de bare. De reținut că, întrucît reactanța filtrului pentru armonica de rezonanță ($X_{F\nu\ rez}$) este zero, și căderea de tensiune corespunzătoare — și deci armonica respectivă de tensiune la bara A — este zero.

În continuare se pot determina reziduul deformant, coeficientul de distorsiune și valoarea efectivă pentru tensiunea deformată de la secția de bare A. Dacă valoarea coeficientului de distorsiune se reduce sub 5% prin montarea filtrului (filtrelor) pentru o singură armonică, soluția poate rămîne definitivă.

Se pot calcula apoi armonicele de curent care circulă prin filtru, făcîndu-se totodată mențiunea că se consideră absorbită integral de filtru armonica de curent, produsă de consumatorii deformanți, pe a cărei frecvență este rezonant filtrul, pentru celelalte putîndu-se calcula cu expresii de forma :

$$I_{F\nu} = \frac{U_{\nu A}}{\sqrt{3}\ X_{F\nu}}. \tag{7.1.18}$$

Considerîndu-se şi curentul care circulă prin filtru pentru fundamentală, se pot calcula reziduul deformant, coeficientul de distorsiune și valoarea efectivă pentru curentul deformat al filtrului.

Întrucît filtrul, care constituie un scurtcircuit pe frecvența de rezonanță, absoarbe într-o anumită măsură şi curent cu aceeaşi frecvență provenind din sistemul energetic a cărei valoare este funcţie de reactanţa din amonte şi de sursele de armonici din amonte, este necesar ca pentru frecvența de rezonanță să se considere încă un aport de armonică de curent din rețea. Valoarea acestuia nu se poate stabili, în general, exact și pentru aceasta, în unele reglementări, se consideră diferența care rezultă, astfel încît valoarea efectivă a curentului deformat prin filtru să reprezinte $1{,}3I_1$, ceea ce reprezintă o valoare acoperitoare.

În cazul în care coeficientul de distorsiune al tensiunii, prin realizarea de filtre pentru o singură armonică, nu se reduce sub 5%, bateria de condensatoare se poate diviza în două trepte, în general de valori egale, fiecare dintre acestea fiind transformată în cîte un filtru, şi anume unul pentru frecvența considerată în soluția cu filtru pentru o singură armonică şi al doilea pentru armonica de ordin imediat superior. Calculele se desfăşoară similar celor din cazul unui singur filtru, cu deosebirea că, în loc să se considere un filtru real, se consideră un filtru echivalent ale cărei reactanțe echivalente pentru fiecare armonică prezentă se calculează după ce, folosindu-se expresia (7.1.17), se determină pentru fiecare filtru real reactanțele (negative sau pozitive) corespunzătoare armonicelor respective. Se remarcă faptul că în acest caz filtrul echivalent are reactanța nulă pentru cele două frecvențe de rezonanță ale celor două filtre reale.

Se determină armonicele de curent și valorile efective ale curenților în fiecare filtru ; de asemenea, pentru tensiunea de la bara A se calculează conținutul de armonici, reziduul deformant şi coeficientul de distorsiune, care în cazul a două filtre este mai mic decît cu un singur filtru.

Dacă, datorită unui regim deformant inițial intens, coeficientul de distorsiune al tensiunii continuă și cu două filtre să fie mare (>5) se poate diviza bateria inițială de condensatoare într-un număr mai mare de trepte (3—4) și se pot realiza trei, patru filtre pentru un număr corespunzător de armonici de diferite ordine, dar succesiv crescătoare. Calculele se desfăşoară similar cazului a două filtre, ținîndu-se seamă de aspectele specifice corespunzătoare. Rezultatul final trebuie să-l constituie obținerea coeficientului de distribuire al tensiunii δ_U [%] < 5.

7.1.2. SCHEMĂ CU BARE LA TENSIUNEA PRIMARĂ

Se consideră că există consumatori deformanți C_{def} alimentați numai de la secția A de bare, iar consumatorii nedeformanți sînt racordați la ambele secţii de bare (C_{Aned}, C_{Bned}). Schema echivalentă este reprezentată în fig. 7.1.2 *b*.

În cadrul problemelor referitoare la acest tip de schemă se examinează în primul rînd aspectele privind secția de bare A, unde sînt racordați consumatorii deformanți, calculele desfăşurîndu-se, în principiu, similar celor pentru tipul de schemă racord adînc, în plus considerîndu-se atît influența

fenomenelor care se produc la secția A de bare asupra tensiunii de la secția B, precum și influența anumitor măsuri luate la secția B de bare asupra secției A.

a) *Regimul deformant la secțiile A și B datorit consumatorilor deformanți*

Se examinează regimul deformant pentru secția A, datorit consumatorilor deformanți, cu expresii de tipul (7.1.2)÷(7.1.9). Se precizează că reactanța $X_{S\nu}$ din expresia (7.1.4) se calculează folosindu-se puterea de scurtcircuit dată de sistemul energetic la secția A de bare.

Curenții armonici care circulă de la barele de 110 kV spre sistem se calculează cu expresia :

$$I_{\nu S1} = I_{\nu S} \frac{X_{T\nu} + X_{eB}}{X_{T\nu} + X_{eB} + X_{S1\nu}}, \tag{7.1.19}$$

în care :

$X_{T\nu}$ este reactanța transformatorului de 110/6 kV pentru fiecare armonică ;

$X_{S1\nu} = X_{S\nu} - X_{T\nu}$ — reactanța sistemului de la barele de 110 kV.

Curenții armonici care circulă spre secția B :

$$I_{\nu 1} = I_{\nu S} - I_{\nu S1}. \tag{7.1.20}$$

Armonicele de tensiune la secția B :

$$\Delta U_{B\nu} = U_{B\nu} = \sqrt{3} \cdot I_{\nu 1} \cdot X_{eB} \cdot \nu. \tag{7.1.21}$$

Cu valorile calculate se determină reziduul deformant și coeficientul de distorsiune pentru tensiunea de la barele B, comparîndu-se valoarea acestuia cu cea maxim admisă de 5%.

b) *Influența bateriilor de condensatoare montate pentru îmbunătățirea factorului de putere asupra regimului deformant*

Se consideră că la fiecare dintre cele două secții de bare A și B se montează cîte o baterie de condensatoare C_A și C_B (fig. 7.1.2 *c*) pentru ridicarea factorului de putere la valoarea neutrală și se examinează influența acestora asupra regimului deformant.

Prima etapă a calculelor constă în determinarea, pentru fiecare armonică existentă, a reactanței echivalente finale față de nodul A, unde sînt injectate armonicele de curent, prin transfigurarea succesivă a schemei echivalente inițiale. Astfel, dacă se consideră schema din fig. 7.1.2 *c*, se determină, cu o expresie de tipul (7.1.10), reactanța echivalentă X_{e2} pentru bateria C_B și X_{eB}, după care se calculează succesiv X_{e3}, X_{e4}, X_{e5}, X_{e1} și $X_{e\,final}$.

Calculîndu-se căderile de tensiune pe reactanța $X_{e\,final}$, acestea reprezintă armonicele de tensiune la secția A de bare și se pot determina pentru tensiunea U_A reziduul deformant, coeficientul de distorsiune și valoarea efectivă. De asemenea, se pot calcula cu expresii de forma (7.13) armonicele de curent care circulă prin bateria de condensatoare, precum și celelalte mărimi care caracterizează regimul deformant al bateriei.

Pentru a se examina caracteristicile deformante la barele de 110 kV (nodul D) și la secția de bare de 6 kV (nodul B), se determină repartizarea armonicelor de curent I_ν injectate de consumatorii deformanți prin elementele schemei echivalente, tinîndu-se seamă de transfigurările făcute anterior. Astfel, se pot calcula armonicele tensiunii de 110 kV (nodul D), cele ale tensiunii de 6 kV (nodul B), precum și armonicele de curent care circulă prin

bateria de condensatoare C_B. Pentru cele două noduri A şi B se calculează şi ordinul armonicelor de rezonanţă cu expresii de forma (7.14).

În urma calculelor efectuate, pe baza valorilor rezultate pentru coeficienţii de distorsiune la cele două noduri A şi B, se poate constata dacă sînt necesare măsuri pentru atenuarea regimului deformant din nodurile respective. În general, prin montarea bateriilor de condensatoare, aşa cum s-a considerat în această problemă, coeficienţii de distorsiune depăşesc valoarea admisă de 5% şi este necesar să se ia unele măsuri pentru reducerea acestora sub 5%.

c) *Atenuarea regimului deformant*

Se consideră că bateria C_A este utilizată integral pentru realizarea unui filtru F (fig. 7.1.2 *d*) rezonant pe armonica de ordinul cel mai mic cu o pondere mai importantă, ν_{rez}. Pentru determinarea reactanţei bobinei care se montează în serie cu bateria se foloseşte expresia (7.1.15). Bateria C_B, montată la secţia de bare B, se consideră că nu se prevede cu bobină pentru a deveni filtru.

Calculele care se fac în vederea stabilirii caracteristicilor filtrului sînt similare celor din cazul atenuării regimului deformant pentru o staţie de tip racord adînc, utilizîndu-se expresii de forma (7.1.15)÷(7.1.17). Desfăşurarea calculelor în continuare are loc similar situaţiei precedente, cu două baterii de condensatoare C_A şi C_B, adică se determină reactanţa echivalentă finală prin aceleaşi transfigurări ale schemei iniţiale, cu diferenţa că reactanţa corespunzătoare bateriei C_A este înlocuită pentru fiecare ordin de armonică cu reactanţa corespunzătoare a filtrului ($X_{F\nu}$).

În mod similar se calculează caracteristicile deformante pentru cele trei noduri A, D şi B, precum şi pentru filtrul F şi bateria de condensatoare C_B.

Valorile obţinute pentru coeficienţii de distorsiune ai tensiunilor de la cele două secţii de bare, U_A şi U_B sînt determinante în ceea ce priveşte eficienţa măsurii aplicate şi anume ambele trebuie să fie mai mici de 5%.

Dacă în cazul considerat, şi anume că bateria C_A se transformă într-un filtru rezonant pe o singură armonică, ambii coeficienţi de distorsiune sînt sub 5%, măsura este suficientă. Dacă însă unul sau ambii coeficienţi depăşesc 5% este necesar să se reia calculele, considerîndu-se, fie că bateria C_A se împarte în două trepte şi se realizează două filtre pentru două armonici sau se foloseşte şi bateria C_B pentru realizarea unuia sau a mai multor filtre şi la secţia B de bare, pînă se obţin valori admisibile pentru cei doi coeficienţi de distorsiune.

7.2. APLICAŢII

Aplicaţia 7.2.1. Se consideră o staţie de transformatoare de 110/6 kV de tip racord adînc din cadrul unei întreprinderi industriale, echipată cu două transformatoare de 25 MVA fiecare. La secţia A de bare sînt racordaţi consumatori nedeformanţi (C_{ned}) (fig. 7.2.1 *a*) care necesită o putere de 4 MVA cu $\cos \varphi_{natural} = 0{,}63$ şi consumatori deformanţi (C_{def}), care necesită o putere

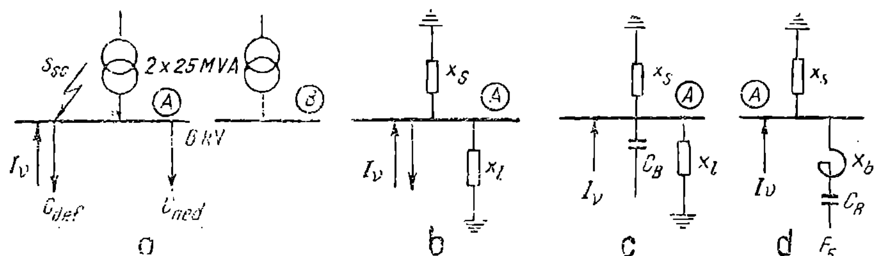


Fig. 7.2.1. Schema echivalentă a unei stații de tip racord adînc de 110/6 kV : *a* — schema electrică de principiu ; *b* — schema echivalentă pentru barele A cu consumatori deformanți ; *c* — schema secției *A* de bare cu baterie de condensatoare ; *d* — schema secției *A* de bare cu filtru.

de 6 MVA cu cos $\varphi_{natural}$ = 0,63. Consumatorii deformanți produc și următorii curenți armonici : $I_5 = 12\%$, $I_7 = 8\%$ și $I_{11} = 3\%$ din curentul fundamental.

Puterea de scurtcircuit dată de sistemul energetic la secția *A* de bare este de 150 MVA. Valoarea reală a tensiunii la secția *A* este $U_A = 6{,}3$ kV.

Se cere să se determine mărimile caracteristice ale regimului deformant pentru situația de funcționare dată.

REZOLVARE :

Se calculează reactanțele necesare întocmirii schemei echivalente (fig. 7.2.1 *b*).

— Reactanța sistemului raportată la tensiunea de 6 kV :

$$X_s = \frac{U_n^2}{S_{sc}} = \frac{6^2}{150} = 0{,}24\ \Omega.$$

— Consumatorii nedeformanți se reprezintă printr-o schemă echivalentă de tip paralel și se consideră numai reactanța X_e care se calculează cu expresia :

$$X_e = \frac{U_A^2}{Q_{C_{ned}}} = \frac{U_A^2}{S_{c_{ned}} \cdot \sin \varphi_{natural}} = \frac{6{,}3^2}{4 \cdot 0{,}77} = 12{,}89\ \Omega.$$

— Calculul curenților consumatorilor deformanți :

Curentul fundamental (pentru $f = 50$ Hz) :

$$I_1 = \frac{S_{def}}{\sqrt{3} U_A} = \frac{6\,000}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 550{,}5\ \text{A}.$$

Curenții armonici :

$$I_5 = 12 \frac{550{,}5}{100} = 66{,}06\ \text{A} ; \qquad I_7 = 8 \frac{550{,}5}{100} = 44{,}04\ \text{A} ;$$

$$I_{11} = 3 \frac{550{,}5}{100} = 16{,}52\ \text{A}.$$

— Reziduul deformant al curentului consumatorilor deformanți (expresia 7.1.2) :

$$I_{rez} = \sqrt{66{,}06^2 + 44{,}04^2 + 16{,}52^2} = 81{,}09\ \text{A}.$$

— Coeficientul de distorsiune al curentului consumatorilor deformanţi (expresia 7.1.3) :

$$\delta I_{def} = \frac{81,09}{550,5} 100 = 14,73\%.$$

— Valoarea efectivă a curentului deformat al consumatorilor deformanţi :

$$I_{ef\,def} = \sqrt{\sum_{\nu=1}^{n} I_\nu^2} = \sqrt{550,5^2 + 66,06^2 + 44,04^2 + 16,52^2} = 556,44 \text{ A}.$$

— Repartizarea curenţilor armonici spre sistem se stabileşte cu expresia (7.1.4) :

$$I_{5s} = 66,06 \frac{12,89}{12,89 + 0,24} = 64,85 \text{ A};$$

$$I_{7s} = 44,04 \frac{12,89}{12,89 + 0,24} = 43,16 \text{ A};$$

$$I_{11s} = 16,52 \frac{12,89}{12,89 + 0,24} = 16,19 \text{ A}.$$

Se constată că 98% din curenţii armonici circulă spre sistemul energetic şi numai 2% spre consumatorii nedeformanţi locali, adică influenţa acestora este foarte mică.

— Calculul tensiunilor armonice la secţia A (expresia 7.1.6) :

$$\Delta U_{A5} = \sqrt{3} \cdot 64,85 \cdot 0,24 \cdot 5 = 134,63 \text{ V};$$

$$\Delta U_{A7} = \sqrt{3} \cdot 43,16 \cdot 0,24 \cdot 7 = 125,44 \text{ V};$$

$$\Delta U_{A11} = \sqrt{3} \cdot 16,19 \cdot 0,24 \cdot 11 = 73,94 \text{ V}.$$

— Reziduul deformant al tensiunii U_A (expresia 7.1.7) :

$$U_{A\,rez} = \sqrt{134,63^2 + 125,44^2 + 73,94^2} = 198,31 \text{ V}.$$

— Coeficientul de distorsiune al tensiunii U_A (expresia 7.1.8) :

$$\delta U_A = \frac{198,31}{6\,300} \cdot 100 = 3,15\%.$$

— Valoarea efectivă a tensiunii U_A deformată (expresia 7.1.9) :

$$U_{A\,def} = \sqrt{6 \cdot 300^2 + 134,63^2 + 125,44^2 + 73,94^2} = 6\,303,9 \text{ V}.$$

Întrucît coeficientul de distorsiune al tensiunii U_A este mai mic decît cel admis de reglementări (5%), rezultă că, dacă nu intervin alte cauze — cum sînt bateriile de condensatoare pentru îmbunătăţirea factorului de putere — care să conducă la accentuarea regimului deformant, nu este necesar să se ia nici o măsură.

Aplicaţia 7.2.2. Se consideră că la secţia de bare A a staţiei de 110/6 kV din fig. 7.2.1 *a*, în condiţiile examinate în problema 7.2.1 se montează o baterie de condensatoare pentru îmbunătăţirea factorului de putere pentru ambele categorii de consumatori (deformanţi şi nedeformanţi) pînă la valoarea neutrală (0,93). Să se examineze influenţa acestei baterii asupra regimului deformant de la această secţie la bare.

REZOLVARE:

a) Determinarea puterii bateriei de condensatoare:

— întrucît cele două categorii de consumatori au acelaşi factor de putere, se pot însuma direct puterile aparente necesare.

$$S_{total} = S_{ned} + S_{def} = 4 + 6 = 10 \text{ MVA};$$

$$P_{total} = S_{total} \cos \varphi_{natural} = 10 \cdot 0{,}63 = 6{,}3 \text{ MW};$$

$$Q_{total\ nec} = S_{total} \sin \varphi_{natural} = 10 \cdot 0{,}77 = 7{,}7 \text{ Mvar}$$

în cazul compensării, puterea reactivă necesară este:

$$Q_{total\ comp} = P_{total} \operatorname{tg} \varphi_{comp} = 6{,}3 \cdot \frac{0{,}37}{0{,}93} = 2{,}53 \text{ Mvar.}$$

— Puterea bateriei de condensare:

$$Q_B = Q_{total\ nec} - Q_{total\ comp} = 7{,}7 - 2{,}53 = 5{,}17 \text{ Mvar.}$$

— Capacitatea bateriei de condensatoare:

$$Q_B = U_A^2 C\omega \Rightarrow C = \frac{Q_B}{U_A^2 \cdot \omega} = \frac{5{,}17}{6{,}3^2 \cdot 314} = 4{,}15 \cdot 10^{-4} \text{ F.}$$

— Curentul produs de baterie pe fundamentală:

$$I_B = \frac{U_A}{\sqrt{3}} C\omega = \frac{Q_B}{\sqrt{3} U_A} = \frac{5\,170}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 474{,}36 \text{ A.}$$

Schema echivalentă în care urmează să se stabilească circulaţia armonicelor de curent este reprezentată în fig. 7.2.1 *c*.

b) Calculul reactanţelor din schema echivalentă

Reactanţa echivalentă $X_{e\nu}$ a consumatorilor deformanţi se calculează cu expresia (7.1.10)

— Reactanţa capacitivă a bateriei de condensatoare:

$$X_c = -\frac{1}{C_B \cdot \omega} = \frac{1}{4{,}15 \cdot 10^{-4} \cdot 314} = -7{,}67 \ \Omega.$$

— Reactanţa echivalentă pentru fundamentală $\nu = 1$:

$$X_{e(1)} = \frac{-7{,}67 \cdot 12{,}89}{-7{,}67 + 12{,}89} = -18{,}94 \ \Omega.$$

— Reactanţa echivalentă pentru armonica $5 (\nu = 5)$:

$$X_{e(5)} = \frac{-7{,}67 \cdot 12{,}89 \cdot 5}{-7{,}67 + 12{,}89 \cdot 5^2} = -1{,}57 \ \Omega.$$

— Reactanţa echivalentă pentru armonica $7 (\nu = 7)$:

$$X_{e(7)} = \frac{-7{,}67 \cdot 12{,}89 \cdot 7}{-7{,}67 + 12{,}89 \cdot 7^2} = -1{,}11 \ \Omega.$$

Reactanța echivalentă pentru armonica 11($\nu = 11$):

$$X_{e(11)} = \frac{-7{,}67 \cdot 12{,}89 \cdot 11}{-7{,}67 + 12{,}89 \cdot 11^2} = -0{,}70 \ \Omega.$$

c) Calculul reactanței echivalente $X_{e\nu}^{(1)}$ corespunzător reactanței sistemului X_s și reactanței echivalente $X_{e\nu}$

$$X_{e\nu}^{(1)} = \frac{X_{s\nu} \cdot X_{e\nu}}{X_{e\nu} + X_{s\nu}};$$

— Pentru fundamentală:

$$X_{e1}^{(1)} = \frac{-18{,}94 \cdot 0{,}24}{-8{,}94 + 0{,}24} = 0{,}24 \ \Omega;$$

— Pentru armonica 5:

$$X_{e5} = \frac{-1{,}57 \cdot 0{,}24 \cdot 5}{-1{,}57 + 0{,}24 \cdot 5} = 5{,}09 \ \Omega;$$

— Pentru armonica 7:

$$X_{e7} = \frac{-1{,}1 \cdot 0{,}24 \cdot 7}{-1{,}11 + 0{,}24 \cdot 7} = -3{,}27 \ \Omega$$

— Pentru armonica 11:

$$X_{e11} = \frac{-0{,}70 \cdot 0{,}24 \cdot 11}{-0{,}70 + 0{,}24 \cdot 11} = -0{,}95 \ \Omega;$$

— Ordinul armonicii de rezonanță:

$$\nu_{rez} = \sqrt{\frac{7{,}67}{\frac{12{,}89 \cdot 0{,}24}{12{,}89 + 0{,}24}}} = 5{,}65.$$

d) Calculul armonicelor de tensiune la bara A se efectuează folosind expresia (7.1.21):

— Pentru armonica 5:

$$\Delta U_5 = \sqrt{3} \cdot 66{,}06 \cdot 5{,}09 = 581{,}70 \ \text{V};$$

— Pentru armonica 7:

$$\Delta U_7 = -\sqrt{3} \cdot 44{,}04 \cdot 3{,}27 = -249{,}14 \ \text{V};$$

— Pentru armonica 11:

$$\Delta U_{11} = -\sqrt{3} \cdot 16{,}52 \cdot 0{,}95 = -27{,}15 \ \text{V}.$$

Reziduul deformant al tensiunii U_A:

$$U_{Arez} = \sqrt{581{,}70^2 + 249{,}14^2 + 27{,}15^2} = 633{,}39 \ \text{V}.$$

Coeficientul de distorsiune:

$$\delta U_A = \frac{633{,}39}{6\,300} \cdot 100 = 10{,}05\,\%.$$

Valoarea efectivă a tensiunii deformate U_A:

$$U_{Adef} = \sqrt{6\,300^2 + 581{,}70^2 + 249{,}14^2 + 27{,}15^2} = 6\,332{,}55 \text{ V}.$$

Întrucît coeficientul de distorsiune depăşeşte valoarea admisă de 5%, rezultă că bateria de condensatoare montată pentru compensarea factorului de putere contribuie foarte mult la intensificarea regimului deformant.

e) Calculul armonicelor de curent prin bateria de condensatoare se face folosindu-se expresia (7.1.13):

— Pentru armonica 5:

$$I_{C5} = \frac{581{,}7}{\sqrt{3}} \cdot 4{,}51 \cdot 314 \cdot 10^{-4} \cdot 5 = 238{,}08 \text{ A};$$

— Pentru armonica 7:

$$I_{C7} = \frac{-249{,}14}{\sqrt{3}} \cdot 4{,}51 \cdot 314 \cdot 10^{-4} \cdot 7 = -142{,}76 \text{ A};$$

— Pentru armonica 11:

$$I_{C11} = \frac{-27{,}15}{\sqrt{3}} \cdot 4{,}51 \cdot 314 \cdot 10^{-4} \cdot 11 = -24{,}45 \text{ A}.$$

Curentul produs de baterie pe fundamentală este:

$$I_B = 474{,}36 \text{ A}.$$

Din calcule rezultă că întrucît ordinul armonicii de rezonanţă este foarte aproape de armonica 5, respectiv 5,65, valorile armonicelor de curent de ordinul 5, 7 şi 11 descresc repede, armonica 5 avînd o valoare foarte apropiată de cea a fundamentalei.

Reziduul deformant al curentului care circulă prin baterie:

$$I_{Brez} = \sqrt{238{,}08^2 + 142{,}76^2 + 24{,}45^2} = 278{,}68 \text{ A}.$$

Coeficientul de distorsiune al curentului bateriei:

$$\delta I_B = \frac{278{,}68}{474{,}36} \cdot 100 = 58{,}75\%,$$

ceea ce arată că gradul de deformare al undei curentului bateriei este foarte mare.

— Valoarea efectivă a curentului deformat al bateriei:

$$I_{B\,def} = \sqrt{474{,}36^2 + 238{,}08^2 + 142{,}76^2 + 24{,}45^2} = 550{,}16 \text{ A}.$$

Rezultă deci că bateria de condensatoare este supraîncărcată, valoarea efectivă a curentului deformat fiind cu 16% mai mare decît cea corespunzătoare undei fundamentale, adică regim sinusoidal nedeformat, ceea ce face necesară luarea unor măsuri.

Aplicaţia 7.2.3. Să se examineze posibilităţile de atenuare a regimului deformat rezultat în aplicaţia 7.2.2, datorită efectului bateriei de condensa-

toare necesare pentru îmbunătățirea factorului de putere și să se stabilească măsurile necesare în vederea reducerii coeficientului de distorsiune al tensiuni U_A sub 5%.

REZOLVARE :

Prima măsură care se examinează constă în transformarea integrală a bateriei de condensatoare în unul sau mai multe filtre, în funcție de numărul de trepte justificate de compensarea factorului de putere, dar pentru o singură armonică (fig. 7.2.1 *d*).

Întrucît armonica cu ordinul cel mai mic și cu ponderea cea mai mare este 5, se consideră realizarea filtrului pentru această armonică.

a) *Determinarea caracteristicilor filtrului.* Calculul reactanței bobinei X_b care se montează în serie cu bateria de condensatoare pentru a se realiza filtrul F_5, rezonant pe armonica 5, se face utilizîndu-se expresia (7.1.15) :

$$X_b = \frac{1}{4{,}15 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 5^2} = 0{,}31\ \Omega.$$

Reactanța filtrului F_5 pentru armonica 7 se calculează cu expresia (7.1.17) :

$$0{,}31 \cdot 7 - \frac{1}{4{,}15 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 7} = 1{,}07\ \Omega.$$

Reactanța filtrului F_5 pentru armonica 11 :

$$0{,}31 \cdot 11 - \frac{1}{4{,}15 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 11} = 2{,}71\ \Omega.$$

Reactanța filtrului pentru fundamentală :

$$0{,}31 - \frac{1}{4{,}15 \cdot 10^{-4} \cdot 314} = -7{,}36\ \Omega.$$

b) *Repartizarea curenților armonici produși de consumatorii deformanți între sistemul energetic și filtrul F_5.*

Din aplicația 7.2.1 se obțin armonicele de curent :

$$I_5 = 66{,}06\ \text{A}; \qquad I_7 = 44{,}04\ \text{A}; \qquad I_{11} = 16{,}52\ \text{A}.$$

Pentru calculul circulației armonicelor de curent în situația realizării filtrului pentru armonica 5 se calculează reactanțele echivalente corespunzătoare filtrului și sistemului, neglijîndu-se reactanța consumatorilor locali nedeformanți, care este mare în raport cu cele menționate.

— Pentru armonica 5, întrucît reactanța filtrului este zero din condiția de rezonanță a acestuia, rezultă că și reactanța echivalentă, considerîndu-se reactanța sistemului în paralel cu aceasta, este de asemenea zero.

— Pentru armonica 7 :

$$X_{e7} = \frac{0{,}24 \cdot 7 \cdot 1{,}07}{1{,}07 + 0{,}24 \cdot 7} = 0{,}65\ \Omega;$$

— Pentru armonica 11 :

$$X_{e11} = \frac{0{,}24 \cdot 11 \cdot 2{,}71}{2{,}71 + 0{,}24 \cdot 11} = 1{,}34\ \Omega.$$

c) *Determinarea armonicelor de tensiune pentru bara A*. Pentru aceasta se calculează căderile de tensiune pe reactanța echivalentă pentru fiecare armonică.

— Pentru armonica 5:

$$\Delta U_{5(A)} = 0, \quad \text{deoarece reactanța echivalentă } X_{e5} = 0.$$

— Pentru armonica 7:

$$\Delta U_{7(A)} = \sqrt{3} \cdot 0{,}65 \cdot 44{,}04 = 49{,}52 \text{ V};$$

— Pentru armonica 11:

$$\Delta U_{11(A)} = \sqrt{3} \cdot 1{,}34 \cdot 16{,}52 = 38{,}30 \text{ V}.$$

d) *Calculul armonicelor de curent care circulă prin filtru:*

— Armonica fundamentală:

$$I_{F(5)1} = \frac{6\,300}{\sqrt{3} \cdot 7{,}36} = 494{,}79 \text{ A};$$

— Pentru armonica 5 curentul minim care circulă prin filtru este cel produs de consumatorii deformanți:

$$I_5 = 66{,}06 \text{ A};$$

— Pentru armonica 7:

$$I_{F5\,(7)} = \frac{49{,}52}{\sqrt{3} \cdot 1{,}07} = 26{,}75 \text{ A};$$

— Pentru armonica 11:

$$I_{F5(11)} = \frac{38{,}30}{\sqrt{3} \cdot 2{,}71} = 8{,}17 \text{ A};$$

— Reziduul deformant al curentului filtrului:

$$I_{F5\,rez} = \sqrt{66{,}06^2 + 26{,}75^2 + 8{,}17^2} = 71{,}74 \text{ A};$$

— Coeficientul de distorsiune al curentului filtrului:

$$\delta I_{F5} = \frac{71{,}74}{494{,}79} \cdot 100 = 14{,}5\,\%;$$

— Valoarea efectivă a curentului deformat al filtrului:

$$I_{F5\,def} = \sqrt{494{,}79^2 + 66{,}06^2 + 26{,}75^2 + 8{,}17^2} = 499{,}96 \approx 500 \text{ A}$$

e) *Caracteristicile deformante ale tensiunii U_A:*

— Reziduul deformant:

$$U_{A\,rez} = \sqrt{49{,}52^2 + 38{,}30^2} = 62{,}60 \text{ V};$$

— Coeficientul de distorsiune:

$$\delta U_A = \frac{62{,}60}{6\,300} \cdot 100 = 0{,}99\,\%;$$

— Valoarea efectivă a undei deformante:

$$U_{A\,ref} = \sqrt{6\,300^2 + 49{,}52^2 + 38{,}30^2} = 6\,301{,}10 \text{ V}.$$

Se constată că prin transformarea bateriei de condensatoare într-un filtru rezonant pe o singură armonică, 5, de ordinul cel mai mic şi cu ponderea cea mai mare, se realizează o reducere a coeficientului de distorsiunea tensiunii chiar sub 1 %. Rezultă că măsura luată este suficientă pentru rezolvarea celor două probleme, respectiv a compensării factorului de putere şi a atenuării regimului deformant la secţia de bare A a staţiei de 110/6 kV de tip racord adînc.

Aplicaţia 7.2.4. Se consideră o staţie de transformare de 110/6 kV avînd bare atît la medie tensiune, cît şi la înaltă tensiune (fig. 7.2.2 *a*), care alimentează cu energie electrică o întreprindere industrială, echipată cu două transformatoare a 25 MVA fiecare. Pe partea de 6 kV, cele două transformatoare funcţionează pe secţii de bare separate, A şi B.

La secţia de bare A sînt racordaţi atît consumatori nedeformanţi C_{ned}, cît şi deformanţi C_{def}. Puterea necesară consumatorilor nedeformanţi este de 7 MVA, cu $\cos \varphi_{natural} = 0{,}65$; cei deformanţi necesită o putere de 5 MVA, cu $\cos \varphi_{natural} = 0{,}6$. Consumatorii deformanţi produc următoarele armonici de curent: $I_5 = 11\,\%$; $I_7 = 7\,\%$ şi $I_{13} = 4\,\%$ din curentul fundamental preluat de aceştia.

La secţia de bare B sînt racordaţi numai consumatori nedeformanţi, care necesită o putere de 11 MVA, cu $\cos \varphi_{natural} = 0{,}63$.

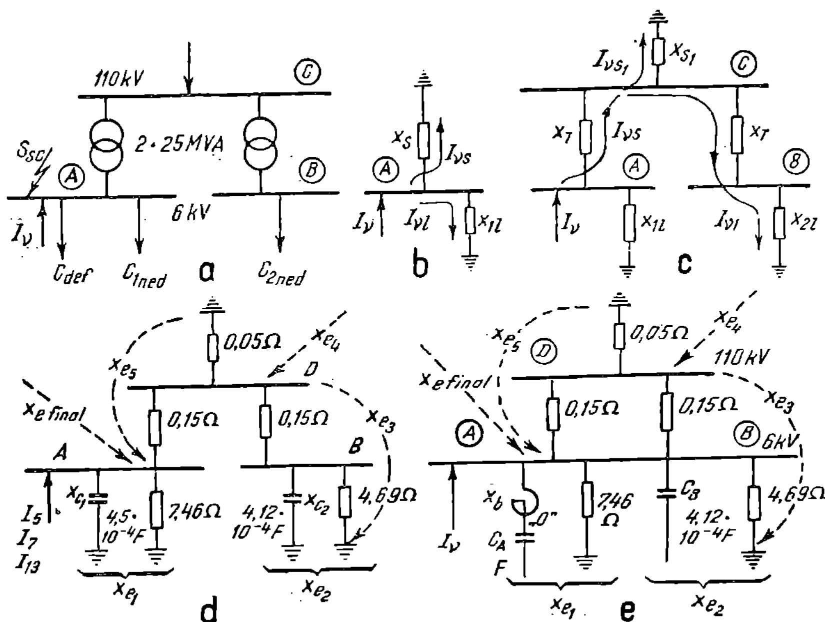


Fig. 7.2.2. Schema unei staţii de 110/6 kV cu bare la 110 kV:
a — schema electrică de principiu ; *b* — schema echivalentă a secţiei de bare cu consumatori deformanţi ; *c* — schema echivalentă fără compensare ; *d* — schema echivalentă cu compensare ; *e* — schema echivalentă cu filtru şi compensare.

Puterea de scurtcircuit dată de sistemul energetic la fiecare din cele două secții de bare de 6 kV este de 180 MVA. Valoarea reală a tensiunii la cele două secții de bare este 6,3 kV.

Se cere să se determine mărimile caracteristice ale regimului deformant, la secțiile de bare *A* și *B* de 6 kV, precum și la barele de 110 kV ale stației de transformre, pentru situația de consum considerată mai sus.

REZOLVARE :

1) Se calculează reactanțele necesare întocmirii schemei echivalente (fig. 7.2.2 *a*) :

— Reactanța sistemului la secția *A* de bare raportată la tensiunea de 6 kV :

$$X_S = \frac{U_n^2}{S_{sc}} = \frac{6^2}{180} = 0,20 \ \Omega.$$

— Reactanța unui transformator de 110/6 kV pentru care se consideră $u_{sc}\% = 10,5\%$:

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{6^2}{25} = 0,15 \ \Omega.$$

— Consumatorii nedeformanți se reprezintă printr-o schemă echivalentă de tip paralel și se consideră numai reactanța, care se calculează cu expresia :
pentru $C_{1\,ned}$:

$$X_{1e} = \frac{U_A^2}{Q_{C1ned}} = \frac{U_A^2}{S_{C1ned} \cdot \sin \varphi_{natural}} = \frac{6,3^2}{7 \cdot 0,76} = 7,46 \ \Omega;$$

pentru $C_{2\,ned}$:

$$X_{2e} = \frac{U_B^2}{Q_{C2ned}} = \frac{U_B^2}{S_{C2ned} \cdot \sin \varphi_{natural}} = \frac{6,3^2}{11 \cdot 0,77} = 4,69 \ \Omega;$$

— Reactanța sistemului la barele *C*, de 110 kV, raportată la tensiunea de 6 kV, neglijîndu-se influența reactanței $X_T + X_{2e}$, care este foarte mare în raport cu X_{s1}, se calculează cu expresia :

$$X_{s1} = X_s - X_T = 0,20 - 0,15 = 0,05 \ \Omega.$$

2) Calculul curenților consumatorilor deformanți :

Curentul fundamental, pentru $f = 50$ Hz :

$$I_1 = \frac{S_{def}}{\sqrt{3} U_A} = \frac{5\,000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 458,76 \ \text{A}.$$

Curenții armonici :

$$I_5 = 11 \cdot \frac{458,76}{100} = 50,46 \ \text{A}; \quad I_7 = 7 \cdot \frac{458,76}{100} = 32,11 \ \text{A};$$

$$I_{13} = 4 \cdot \frac{458,76}{100} = 18,35 \ \text{A}.$$

— Reziduul deformant al curentului consumatorilor deformanţi :

$$I_{def\ rez} = \sqrt{50,46^2 + 32,11^2 + 18,35^2} = 62,56 \text{ A}.$$

— Coeficientul de distorsiune al curentului consumatorilor deformanţi :

$$\delta I_{def} = \frac{62,56}{458,76} \cdot 100 = 14\%.$$

— Valoarea efectivă a curentului deformat al consumatorilor deformanţi :

$$I_{ef\ def} = \sqrt{\sum_{\nu=1}^{n} I_\nu^2} = \sqrt{458,76^2 + 50,46^2 + 32,11^2 + 18,35^2} = 463,01 \text{ A}.$$

3) Repartizarea curenţilor armonici spre sistem se stabileşte folosindu-se schema echivalentă din fig. 7.2.2 *b* şi expresia (7.1.4) :

$$I_{5s} = 50,46 \cdot \frac{7,46}{7,46 + 0,20} = 49,14 \text{ A}; \quad I_{7s} = 32,11 \cdot \frac{7,46}{7,46 + 0,20} = 31,27 \text{ A};$$

$$I_{13s} = 18,35 \cdot \frac{7,46}{7,46 + 0,20} = 17,87 \text{ A}.$$

Se constată că 97% din armonicele de curent produse de consumatorii deformanţi circulă de la secţia *A* de bare spre barele de 110 kV, adică parcurg transformatorul de 110/6 kV racordat la barele repective. Spre consumatorii locali nedeformanţi circulă numai 3%, adică au o influenţă foarte mică, în anumite situaţii de calcul acoperitoare putînd fi neglijată.

4) Calculul tensiunilor armonice la secţia *A* (expresia 7.1.6) :

$$\Delta U_{A5} = \sqrt{3} \cdot 49,45 \cdot 0,20 \cdot 5 = 85,55 \text{ V};$$

$$\Delta U_{A7} = \sqrt{3} \cdot 31,27 \cdot 0,20 \cdot 7 = 75,74 \text{ V};$$

$$\Delta U_{A13} = \sqrt{3} \cdot 17,87 \cdot 0,20 \cdot 13 = 80,38 \text{ V}.$$

— Reziduul deformant al tensiunii U_A (expresia 7.1.7) :

$$U_{A\ rez} = \sqrt{85,55^2 + 75,74^2 + 80,38^2} = 139,7 \text{ V}.$$

— Coeficientul de distorsiune al tensiunii U_A (expresia 7.1.8) :

$$\delta U_A = \frac{139,7}{6\,300} \cdot 100 = 2,21\%.$$

— Valoarea efectivă a tensiunii U_A deformată (expresia 7.1.9) :

$$U_{Adef} = \sqrt{6\,300^2 + 85,55^2 + 75,74^2 + 80,38^2} = 6\,301,54 \text{ V}.$$

Întrucît coeficientul de distorsiune al tensiunii *A* este mai mic decît 5%, valoare admisă de reglementările din ţara noastră, rezultă că regimul deformant care rezultă datorită consumatorilor deformanţi racordaţi la secţia *A* de bare secţie nu necesită nici o măsură de atenuare.

5) Influenţa consumatorilor deformanţi asupra tensiunii la barele *D* de 110 kV.

a) Determinarea armonicelor de curent care circulă de la barele de 110 kV spre sistem.

Prin transformatorul racordat la secția A circulă spre barele de 110 kV armonicele $I_{\nu S}$, din care $I_{\nu S1}$ circulă spre sistem (fig. 7.2.2 *c*).

Cu ajutorul expresiei (7.1.9) se calculează acești curenți :

— pentru armonica 5 :

$$I_{5S1} = 49,14 \frac{0,15 + 4,69}{0,15 + 4,69 + 0,05} = 48,64 \text{ A} ;$$

— pentru armonica 7 :

$$I_{\nu S1} = 31,27 \frac{0,15 + 4,69}{0,15 + 4,69 + 0,05} = 30,95 \text{ A} ;$$

— pentru armonica 13 :

$$I_{13S1} = 17,87 \frac{0,15 + 4,69}{0,15 + 4,69 + 0,05} = 17,69 \text{ A}.$$

Din aceste calcule rezultă că circa 99% din curenții armonici intră în rețeaua de 110 kV.

Spre consumatorii nedeformanți de la secția B circulă curenții :

— pentru armonica 5 :

$$I_{5\cdot 1} = 49,14 - 48,64 = 0,50 \text{ A} ;$$

— pentru armonica 7 ;

$$I_{7\cdot 1} = 31,27 - 30,95 = 0,32 \text{ A} ;$$

— pentru armonica 13 :

$$I_{13\cdot 1} = 17,87 - 17,69 = 0,18 \text{ A}.$$

b) Calculul armonicelor de tensiune pentru 110 kV :

Se consideră raportul de transformare 110/6,3 kV. Armonicele de tensiune la barele de 110 kV sînt reprezentate de căderile de tensiune pentru frecvențele corespunzătoare pe reactanța X_{S1} datorită armonicelor $I_{\nu S1}$. Astfel :

— pentru armonica 5 :

$$\Delta U_{D\cdot 5} = \sqrt{3}\cdot 0,05\cdot 5\cdot 48,64\cdot \frac{110}{6,3} = 367,31 \text{ V} ;$$

— pentru armonica 7 :

$$\Delta U_{D7} = \sqrt{3}\cdot 0,07\cdot 7\cdot 30,95\cdot \frac{110}{6,3} = 327,21 \text{ V} ;$$

— pentru armonica 13 :

$$\Delta U_{D13} = \sqrt{3}\cdot 0,05\cdot 13\cdot 17,69\cdot \frac{110}{6,3} = 347,33 \text{ V} ;$$

— Reziduul deformant al tensiunii U_c:

$$U_{D\,rez} = \sqrt{367{,}31^2 + 327{,}21^2 + 347{,}33^2} = 602{,}18 \text{ V};$$

— Coeficientul de distorsiune al tensiunii U_c:

$$\delta_{UD} = \frac{602{,}18}{110\,000} \cdot 100 = 0{,}55\,\%;$$

— Valoarea efectivă a tensiunii deformate U_e:

$$U_{D\,ef} = \sqrt{110^2 + 0{,}367^2 + 0{,}327^2 + 0{,}347^2} = 110 \text{ kV}.$$

Din calculele efectuate rezultă că gradul de deformare al tensiunii la barele de 110 kV, unde coeficientul de distorsiune este de 0,55 %, este mult mai mic decît la barele de 6 kV (secția A), la care sînt racordați consumatorii deformanți.

6) Influența consumatorilor deformanți asupra tensiunii la secția B de bare de 6 kV.

Armonicele de tensiune la aceste bare sînt reprezentate de căderile de tensiune datorită curenților $I'_{\nu 1}$ și reactanțelor X_{2e}. Folosindu-se expresia (7.1.21) se obține:

— pentru armonica 5:

$$\Delta U_{B\cdot 5} = \sqrt{3} \cdot 4{,}69 \cdot 5 \cdot 0{,}50 = 20{,}28 \text{ V};$$

— pentru armonica 7:

$$\Delta U_{B\cdot 7} = \sqrt{3} \cdot 4{,}69 \cdot 7 \cdot 0{,}32 = 18{,}17 \text{ V};$$

— pentru armonica 13:

$$\Delta U_{B\cdot 13} = \sqrt{3} \cdot 4{,}69 \cdot 13 \cdot 0{,}18 = 18{,}99 \text{ V};$$

— Reziduul deformant pentru tensiunea U_B:

$$U_{B\,rez} = \sqrt{20{,}28^2 + 18{,}17^2 + 18{,}99^2} = 33{,}20 \text{ V};$$

— Coeficientul de distorsiune al tensiunii U_B:

$$\delta U_B = \frac{33{,}20}{6\,300} \cdot 100 = 0{,}53\,\%;$$

— Valoarea efectivă a tensiunii deformate U_B:

$$U_{B\,def} = \sqrt{6\,300^2 + 20{,}28^2 + 18{,}17^2 + 18{,}99^2} = 6\,300{,}09 \text{ V}.$$

Calculele arată că și pentru tensiunea de 6 kV de la secția de bare B, de la care sînt alimentați numai consumatori nedeformanți, gradul de deformare este foarte redus, mult sub valoarea admisă, rezultînd astfel că nu sînt necesare măsuri pentru reducerea acestuia.

Concluzia generală a aplicației este că pentru situația de funcționare admisă prin enunț, adică în cazul prezenței numai a consumatorilor deformanți și nedeformanți, preluînd din sistem puterea reactivă corespunzător factorului de putere natural, valorile coeficientului de distorsiune pentru

cele trei sisteme de bare ale stației se mențin sub valoarea maximă admisă, de 5%, și în consecință sînt necesare măsuri pentru atenuarea regimului deformant.

Aplicația 7.2.5. Considerîndu-se schema reprezentată în fig. 7.2.2, *a* și cu datele de consum din cadrul aplicației 7.2.4, se prevede montarea la fiecare dintre cele două secții de bare, *A* și *B* de 6 kV, cîte o baterie de condensatoare pentru ridicarea factorului de putere pînă la 0,9. Se cere să se examineze influența prezenței celor două baterii asupra regimului deformant atît la 6 kV, cît și la 110 kV (fig. 7.2.2 *d*).

REZOLVARE :

1) Determinarea caracteristicilor celor două baterii de condensatoare:
a) Puterea fiecărei baterii :
— pentru consumatorii secției de bare *A* :
$\underline{S}_{A\ def\ necomp} = 5(0{,}6 + j\,0{,}8) = (3 + j\,4)$ MVA ;
$\underline{S}_{A\ ned\ necomp} = 7(0{,}65 + j\,0{,}76) = (4{,}55 + j\,5{,}32)$ MVA ;
$\underline{S}_{A\ total\ necomp} = (7{,}55 + j\,9{,}32)$ MVA ;

$$\underline{S}_{A\ total\ comp} = 7{,}55\left(1 + j\,\frac{0{,}44}{0{,}9}\right) = (7{,}55 + j3{,}69)\ \text{MVA}.$$

Puterea Q_{ba} a bateriei pentru secția *A* :

$$Q_{bA} = 9{,}32 - 3{,}69 = 5{,}63\ \text{Mvar};$$

— pentru consumatorii secției de bare *B* :

$$\underline{S}_{B\ total\ nec} = 11(0{,}63 + j\,0{,}77) = (6{,}93 + j\,8{,}52)\ \text{MVA};$$

$$\underline{S}_{B\ total\ comp} = 6{,}93\left(1 + j\,\frac{0{,}44}{0{,}9}\right) = (6{,}93 + j\,3{,}39)\ \text{MVA}.$$

Puterea Q_{bB} a bateriei pentru secția *B* :

$$Q_{bB} = 8{,}52 - 3{,}39 = 5{,}13\ \text{Mvar}.$$

b) Capacitatea fiecăreia dintre cele două baterii :
— pentru secția A :

$$C_A = \frac{Q_{bA}}{U_A^2\cdot\omega} = \frac{5{,}63}{6{,}3^2\cdot 314} = 4{,}52\cdot 10^{-4}\ \text{F};$$

— pentru secția *B* :

$$C_B = \frac{Q_{bB}}{U_B^2\cdot\omega} = \frac{5{,}13}{6{,}3^2\cdot 314} = 4{,}12\cdot 10^{-4}\ \text{F}.$$

c) Curenții produși de fiecare baterie pe fundamentală :
— pentru secția *A* :

$$I_{CA} = \frac{U_A}{\sqrt{3}}\cdot C_{bA}\cdot\omega = \frac{Q_{bA}}{\sqrt{3}U_A} = \frac{6{,}3\cdot 10^3}{\sqrt{3}}\cdot 4{,}52\cdot 10^{-4}\cdot 314 = 516{,}85\ \text{A};$$

— pentru secţia B:

$$I_{CB} = \frac{U_B}{\sqrt{3}} \cdot C_{bB} \cdot \omega = \frac{Q_{bB}}{\sqrt{3} U_B} = \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} \cdot 4,12 \cdot 10^{-4} \cdot 314 = 471,1 \text{ A}.$$

2) Influenţa bateriilor asupra regimului deformant la secţia A.

În acest scop se foloseşte schema echivalentă reprezentată în fig. 7.2.2 *d* în care, pe lîngă reactanţele consumatorilor deformanţi, ale transformatoarelor şi a sistemului, sînt reprezentate şi cele două baterii de condensatoare, cu indicarea valorilor capacităţilor corespunzătoare.

Se calculează succesiv reactanţele echivalente rezultante faţă de bara A la care se injectează curenţii armonici $I_5 = 50,46$ A; $I_7 = 32,11$ A şi $I_{13} = 18,35$ A (de la aplicaţia 7.2.4). Reactanţele se calculează pentru frecvenţa fiecărei armonici.

a) Pentru armonica de ordinul 5 (fig. 7.2.2 *d*):

$$X_{c1} = -\frac{1}{4,52 \cdot 10^{-4} \cdot 314} = -7,05 \ \Omega;$$

$$X_{c2} = -\frac{1}{4,12 \cdot 10^{-4} \cdot 314} = -7,73 \ \Omega;$$

X_{c1} şi X_{c2} reprezintă reactanţele corespunzătoare bateriilor de condensatoare şi s-au calculat pentru frecvenţa fundamentalei.

$$X_{c1(5)} = -\frac{1}{4,52 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 5} = -1,41 \ \Omega;$$

$$X_{c2(5)} = -\frac{1}{4,12 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 5} = -1,55 \ \Omega;$$

$$X_{e2(5)} = \frac{-1,55 \cdot 4,69 \cdot 5}{-1,55 + 4,69 \cdot 5} = -1,66 \ \Omega;$$

$$X_{e3(5)} = -1,66 + 0,15 \cdot 5 = 0,91 \ \Omega;$$

$$X_{e4(5)} = \frac{-0,91 \cdot 0,05 \cdot 5}{-0,91 + 0,05 \cdot 5} = 0,34 \ \Omega;$$

$$X_{e5(5)} = 0,34 + 0,15 \cdot 5 = 1,09 \ \Omega;$$

$$X_{e1(5)} = \frac{-1,41 \cdot 7,46 \cdot 5}{-1,41 + 7,46 \cdot 5} = -1,47 \ \Omega;$$

$$X_{e\,final(5)} = \frac{-1,47 \cdot 1,09}{-1,47 + 1,09} = 4,22 \ \Omega.$$

b) Pentru armonica de ordinul 7:

$$X_{c1(7)} = -\frac{1}{4,52 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 7} = -1,01 \ \Omega;$$

$$X_{c2(7)} = -\frac{1}{4,12 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 7} = -1,10 \ \Omega;$$

$$X_{e2(7)} = \frac{-1,10 \cdot 4,69 \cdot 7}{-1,10 + 4,69 \cdot 7} = -1,14 \ \Omega ;$$

$$X_{e3(7)} = -1,14 + 0,15 \cdot 7 = -0,09 \ \Omega ;$$

$$X_{e4(7)} = \frac{-0,09 \cdot 0,05 \cdot 7}{-0,09 + 0,05 \cdot 7} = -0,12 \ \Omega ;$$

$$X_{e5(7)} = -0,12 + 0,15 \cdot 7 = 0,93 \ \Omega ;$$

$$X_{e1(7)} = \frac{-1,01 \cdot 7,46 \cdot 7}{-1,01 + 7,46 \cdot 7} = -1,03 \ \Omega ;$$

$$X_{e\ final(7)} = \frac{-1,03 \cdot 0,93}{-1,03 + 0,93} = 9,58 \ \Omega.$$

c) Pentru armonica de ordinul 13 :

$$X_{c1(13)} = - \frac{1}{4,52 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 13} = -0,54 \ \Omega ;$$

$$X_{c2(13)} = - \frac{1}{4,12 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 13} = -0,59 \ \Omega ;$$

$$X_{e2(13)} = \frac{-0,59 \cdot 4,69 \cdot 13}{-0,59 + 4,69 \cdot 13} = -0,60 \ \Omega ;$$

$$X_{e3(13)} = -0,60 + 0,15 \cdot 13 = 1,35 \ \Omega ;$$

$$X_{e4(13)} = \frac{1,35 \cdot 0,05 \cdot 13}{1,35 + 0,05 \cdot 13} = 0,44 \ \Omega ;$$

$$X_{e5(13)} = 0,44 + 0,15 \cdot 13 = 2,39 \ \Omega ;$$

$$X_{e1(13)} = \frac{-0,54 \cdot 7,46 \cdot 13}{-0,54 + 7,46 \cdot 13} = -0,54 \ \Omega ;$$

$$X_{e\ final(13)} = \frac{-0,54 \cdot 2,39}{-0,54 + 2,39} = -0,70 \ \Omega.$$

d) Determinarea armonicelor de tensiune la bara A

Aceste armonici de tensiune reprezintă căderile de tensiune pe reactanțele echivalente finale, datorită armonicelor de curent produse de consumatorii deformanți, respectiv : $I_5 = 50,46$ A ; $I_7 = 32,11$ A și $I_{13} = 18,35$ A.

$$\Delta U_{A(5)} = \sqrt{3} \cdot 4,22 \cdot 50,46 = 368,39 \text{ V} ;$$

$$\Delta U_{A(7)} = \sqrt{3} \cdot 9,58 \cdot 32,11 = 532,17 \text{ V} ;$$

$$\Delta U_{A(13)} = \sqrt{3} \cdot 0,70 \cdot 18,35 = -22,22 \text{ V}.$$

Reziduul deformant al tensiunii U_A :

$$U_{A\ rez} = \sqrt{368,39^2 + 532,17^2 + 22,22^2} = 647,62 \text{ V}.$$

Coeficientul de distorsiune al tensiunii U_A:

$$\delta U_A = \frac{647{,}62}{6\,300} \cdot 100 = 10{,}28\,\%.$$

Valoarea efectivă a tensiunii deformată U_A:

$$U_{A\,def} = \sqrt{6\,300^2 + 368{,}39^2 + 532{,}17^2 + 22{,}22^2} = 6\,333{,}20 \text{ V}.$$

Întrucît coeficientul de distorsiune al tensiunii U_A este dublu față de valoarea maximă admisă, rezultă că instalarea celor două baterii de condensatoare pentru îmbunătățirea factorului de putere conduce la accentuarea regimului deformant.

e) Determinarea curenților care circulă prin bateria de condensatoare C_A racordată la sistemul A de bare.

Curentul corespunzător fundamentalei $I_{CA(1)} = 516{,}85$ A.

Pentru armonica 5:

$$I_{CA(5)} = \frac{U_{A(5)}}{\sqrt{3}} C \cdot \omega \cdot 5\,;$$

$$I_{CA(5)} = \frac{368{,}39}{\sqrt{3}} \cdot 4{,}52 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 5 = 151{,}11 \text{ A}.$$

Pentru armonica 7:

$$I_{CA(7)} = \frac{532{,}17}{\sqrt{3}}\, 4{,}52 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 7 = 305{,}61 \text{ A}.$$

Pentru armonica 13:

$$I_{CA(13)} = -\frac{22{,}22}{\sqrt{3}} \cdot 4{,}52 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 13 = -23{,}7 \text{ A}.$$

Reziduul deformant al curentului bateriei C_A:

$$I_{CA\,rez} = \sqrt{151{,}11^2 + 305{,}61^2 + 23{,}70^2} = 341{,}75 \text{ A}.$$

Coeficientul de distorsiune al curentului bateriei:

$$\delta I_{CA} = \frac{341{,}75}{516{,}85} \cdot 100 = 66\,\%.$$

Valoarea efectivă a curentului bateriei:

$$I_{CA} = \sqrt{516{,}85^2 + 151{,}11^2 + 305{,}61^2 + 23{,}70^2} = 619{,}62 \text{ A}.$$

Rezultă deci că curentul bateriei de condensatoare instalată la sistemul de bare A are un grad foarte mare de deformare, valoarea sa efectivă depășind cu 20% pe cea a curentului fundamental.

3) Determinarea influenței bateriilor de condensatoare pentru nodurile D și B.

a) Pentru nodul D:

— Se calculează circulația armonicelor de curent prin reactanțele $X_{e1(\nu)}$ și $X_{e5(\nu)}$:

$$I_{e5(5)} = 50{,}46 \cdot \frac{-1{,}47}{1{,}09 - 1{,}47} = 195{,}28 \text{ A}\,;$$

$$I_{e5(7)} = 32{,}11 \frac{-1{,}03}{0{,}93 - 1{,}03} = 329{,}60 \text{ A};$$

$$I_{e5(13)} = 18{,}35 \frac{-0{,}54}{-0{,}54 + 2{,}39} = -5{,}36 \text{ A}.$$

— Calculul armonicelor de curent prin reactanța sistemului la 110 kV.

$$I_{s(5)} = 195{,}28 \frac{-0{,}91}{-0{,}91 + 0{,}05\cdot 5} = 269{,}25 \text{ A};$$

$$I_{s(7)} = 329{,}60 \frac{-0{,}09}{-0{,}09 + 0{,}05\cdot 7} = -30{,}90 \text{ A};$$

$$I_{s(13)} = -5{,}36 \frac{1{,}35}{1{,}35 + 0{,}05\cdot 13} = -3{,}62 \text{ A}.$$

— Calculul armonicelor de tensiune la barele de 110 kV:

$$\Delta U_{110(5)} = \sqrt{3}\cdot 269{,}25\cdot 0{,}05\cdot 5\cdot \frac{110}{6{,}3} = 2\,033{,}26 \text{ kV};$$

$$\Delta U_{110(7)} = -\sqrt{3}\cdot 30{,}90\cdot 0{,}05\cdot 7\cdot \frac{110}{6{,}3} = -326{,}68 \text{ kV};$$

$$\Delta U_{110(13)} = -\sqrt{3}\cdot 3{,}62\cdot 0{,}05\cdot 13\cdot \frac{110}{6{,}3} = -71{,}08 \text{ kV}.$$

Reziduul deformant al undei de tensiune:

$$U_{110\ rez} = \sqrt{2\,033{,}26^2 + 326{,}68^2 + 71{,}08^2} = 2\,060{,}56 \text{ V}.$$

Coeficientul de distorsiune:

$$U_{110} = \frac{2\,060{,}56}{110\,000}\cdot 100 = 1{,}87\,\%.$$

Valoarea efectivă a tensiunii deformate la 110 kV:

$$U_{100\ def} = \sqrt{110^2 + 2{,}033^2 + 0{,}32668^2 + 0{,}07108^2} = 110{,}02 \text{ kV}.$$

Calculele arată că gradul de deformare a tensiunii la 110 kV este mai mare decît în situația fără baterii de condensatoare.

b) Caracteristicile deformante ale tensiunii de la sistemul B de bare

Se determină armonicele de curent prin reactanța echivalentă $X_{e3(\nu)}$:

$$I_{e3(5)} = I_{e5(5)} - I_{s(5)} = 195{,}28 - 269{,}25 = -73{,}97 \text{ A};$$

$$I_{e3(7)} = I_{e5(7)} - I_{s(7)} = 329{,}60 + 30{,}90 = 360{,}50 \text{ A};$$

$$I_{e3(13)} = I_{e5(13)} - I_{s(13)} = -5{,}36 + 3{,}62 = -1{,}74 \text{ A}.$$

Armonicele de tensiune la sistemul de bare B reprezintă căderile de tensiune datorită curenţilor $I_{e3(\nu)}$ şi reactanţele echivalente $X_{e2(\nu)}$:

$$\Delta U_{B(5)} = + \sqrt{3} \cdot 73,97 \cdot 1,66 = 212,43 \text{ V};$$

$$\Delta U_{B(7)} = - \sqrt{3} \cdot 360,50 \cdot 1,14 = -710,98 \text{ V};$$

$$\Delta U_{B(13)} = + \sqrt{3} \cdot 1,74 \cdot 0,60 = 1,81 \text{ V}.$$

Reziduul deformant al tensiunii de la sistemul B de bare:

$$U_{B\ rez} = \sqrt{212,43^2 + 710,98^2 + 1,81^2} = 742,04 \text{ V}.$$

Coeficientul de distorsiune al tensiunii U_B:

$$\delta U_B = \frac{742,04}{6\,300} 100 = 11,78\%.$$

Valoarea efectivă a tensiunii deformate U_B:

$$U_{B\ def} = \sqrt{6\,300^2 + 212,43^2 + 710,87^2 + 1,81^2} = 6\,343,54 \text{ V}.$$

c) Determinarea frecvenţei de rezonanţă pentru secţia de bare B în condiţia montării bateriei C_B

Schema echivalentă considerată este reprezentată în fig. 7.2.2 *e*, adică în serie cu reactanţa echivalentă X_{e2} se consideră reactanţa sistemului X_s obţinută cu puterea de scurtcircuit la barele B egală cu cea de la barele A.

Astfel:

$$\nu_{rez} = \sqrt{\frac{X_{CB}}{X_S} + \frac{X_{CB}}{X_{2ned}}} = \sqrt{\frac{7,73}{0,2} + \frac{7,73}{4,69}} = 6,35.$$

Valoarea rezultată pentru ordinul armonicie de rezonanţă, apropiată de armonica existentă 7, justifică valoarea mare a armonicei de curent corespunzătoare care circulă din sistem spre secţia de bare B.

d) Calculul armonicelor de curent şi curentul rezultant care circulă prin bateria de condensatoare C_B

— Curentul corespunzător fundamentalei $I_{CB(1)} = 471,1$ A;

— Pentru armonica 5:

$$I_{CB(5)} = \frac{212,43}{\sqrt{3}} 4,12 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 5 = 79,43 \text{ A};$$

— Pentru armonica 7:

$$I_{CB(7)} = -\frac{710}{\sqrt{3}} 4,12 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 7 = -371,65 \text{ A};$$

— Pentru armonica 13:

$$I_{CB(13)} = \frac{1,81}{\sqrt{3}} 4,12 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 13 = 1,76 \text{ A}.$$

— Reziduul deformant al curentului bateriei :

$$I_{CB\ rez} = \sqrt{79,43^2 + 371,65^2 + 1,76^2} = 380,05 \text{ A}.$$

— Coeficientul de distorsiune :

$$\delta I_{CB} = \frac{380,05}{471,1} 100 = 80,67\%.$$

— Valoarea efectivă a curentului deformat al bateriei :

$$I_{CB\ ef} = \sqrt{471,1^2 + 79,43^2 + 371,65^2 + 1,76^2} = 605,29 \text{ A}.$$

Întrucît situația este aproape de condiția de rezonanță, curentul care circulă prin baterie are un grad foarte mare de deformare (80,67%), la aceasta contribuind mult armonica 7 de curent, ceea ce conduce și la creșterea importantă a valorii efective a curentului deformat al bateriei, respectiv cu 28% față de fundamentală.

Din această analiză rezultă că este necesar să se ia unele măsuri în vederea reducerii regimului deformant la cele două secții de bare.

Aplicația 7.2.6. Să se examineze posibilitățile de atenuare a regimului deformant rezultat în aplicația 7.2.5 datorită efectului celor două baterii de condensatoare necesare pentru îmbunătățirea factorului de putere și să se stabilească măsurile necesare în vederea reducerii coeficientului de distorsiune al tensiunilor la cele două secții de bare A și B sub 5%.

REZOLVARE :

Prima măsură care se examinează constă în transformarea integrală a bateriei de condensatoare racordată la secția de bare A în unul sau mai multe filtre, funcție de numărul de trepte justificate de îmbunătățirea factorului de putere, dar pentru o singură armonică (fig. 7.2.2 *e*).

Întrucît armonica de curent cu ordinul cel mai mic și cu ponderea cea mai mare este 5, se consideră realizarea filtrului rezonant pentru această armonică. La secția de bare B se consideră că bateria de condensatoare nu se transformă în filtru.

Determinarea reactanței bobinei X_b, care se montează în serie cu bateria de condensatoare C_A pentru a realiza flitrul F_5 rezonant pe armonica 5, se face utilizîndu-se expresia (7.1.13) :

$$X_b = \frac{1}{4,52 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 5^2} = 0,28\ \Omega.$$

Reactanța filtrului F_5 pentru armonica 7 se calculează cu expresia (7.1.15) :

$$0,28 \cdot 7 - \frac{1}{4,52 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 7} = 0,95\ \Omega.$$

Reactanța filtrului pentru armonica 13 :

$$0,28 \cdot 13 - \frac{1}{4,52 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 13} = 3,10\ \Omega.$$

Reactanța filtrului pentru fundamentală :

$$0,28 - \frac{1}{4,52 \cdot 10^{-4} \cdot 314} = -6,77\ \Omega.$$

1) *Calculul circulației curenților armonici*

Valorile armonicelor de curent produse de consumatorii deformanți sînt cele rezultate în aplicația 7.2.4, respectiv: $I_5 = 50,46$ A, $I_7 = 32,11$ A și $I_{13} = 18,35$ A.

a) Pentru determinarea circulației curenților armonici se recalculează reactanțele echivalente după schema conținînd filtrul F_5.

— Pentru armonica 5, întrucît reactanța filtrului este zero din condiția de rezonanță a acestuia, rezultă că și reactanța echivalentă finală raportată la nodul A pentru întreaga schemă este de asemenea zero.

— Pentru armonica 7, întrucît în toată schema din amonte de secția de bare A nu apare nici o modificare față de situația din aplicația 7.2.5, rezultă că valoarea obținută în problema precedentă pentru reactanța echivalentă $X_{e5(7)}$ rămîne aceeași, adică 0,93.

În continuare se calculează:

$$X_{e1(7)}^{(F)} = \frac{0,95 \cdot 7,46 \cdot 7}{0,95 + 7,46 \cdot 7} = 0,93 \ \Omega$$

și reactanța echivalentă finală:

$$X_{e\ final(7)} = \frac{0,93 \cdot 0,93}{0,93 + 0,93} = 0,465 \ \Omega.$$

Pentru armonica 13 se procedează similar, adică se folosește de la aplicația 7.2.5 valoarea lui $X_{e5(13)} = 2,39 \ \Omega$ și se calculează:

$$X_{e1(13)}^{(F)} = \frac{3,10 \cdot 7,46 \cdot 13}{3,10 + 7,46 \cdot 13} = 3,00 \ \Omega,$$

respectiv, reactanța echivalentă finală:

$$X_{e\ final(13)} = \frac{2,39 \cdot 3,00}{2,39 + 3,00} = 1,33 \ \Omega.$$

b) Determinarea armonicelor de tensiune la secția de bare A

Pentru aceasta se calculează căderile de tensiune pe reactanțele echivalente datorită armonicelor de curent produse de consumatorii deformanți, respectiv $I_5 = 50,46$ A, $I_7 = 32,11$ A și $I_{13} = 18,35$ A.

— Pentru armonica 5, $\Delta U_{5(A)} = 0$, deoarece reactanța echivalentă $X_{e\ final\ 5} = 0$.

— Pentru armonica 7:

$$\Delta U_{7(A)} = \sqrt{3} \cdot 0,465 \cdot 32,11 = 25,82 \ \text{V};$$

— Pentru armonica 13:

$$\Delta U_{13(A)} = \sqrt{3} \cdot 1,33 \cdot 18,35 = 42,22 \ \text{V};$$

— Reziduul deformant al tensiunii U_A:

$$U_{A\ rez} = \sqrt{25,82^2 + 42,22^2} = 49,48 \ \text{V};$$

— Coeficientul de distorsiune al tensiunii U_A:

$$\delta U_A = \frac{49,49}{6\,300} 100 = 0,79\%;$$

— Valoarea efectivă a tensiunii U_A :

$$U_{A\,def} = \sqrt{6\,300^2 = + 25{,}82^2 + 42{,}22^2} = 6\,300{,}19 \text{ V}.$$

c) Calculul armonicelor de curent care circulă prin filtru :

— Armonica fundamentală : $I_{F5(1)} = \dfrac{6\,300}{\sqrt{3}\cdot 6{,}77} = 537{,}91$ A ;

— Pentru armonica 5 curentul minim care circulă prin filtru este cel produs de consumatorii deformanţi : $I_5 = 50{,}46$ A ;

— Pentru armonica 7 :

$$I_{F5(7)} = \frac{25{,}82}{\sqrt{3}\cdot 0{,}95} = 15{,}71 \text{ A};$$

— Pentru armonica 13 :

$$I_{F5(13)} = \frac{42{,}22}{\sqrt{3}\cdot 3{,}1} = 7{,}87 \text{ A};$$

— Reziduul deformant al curentului filtrului :

$$I_{F5\,rez} = \sqrt{50{,}46^2 + 15{,}71^2 + 7{,}87^2} = 53{,}43 \text{ A};$$

— Coeficientul de distorsiune al curentului filtrului :

$$\delta I_{F5} = \frac{53{,}43}{537{,}91}\cdot 100 = 9{,}93\,\%;$$

— Valoarea efectivă a curentului deformant al filtrului :

$$I_{F5\,def} = \sqrt{537{,}91^2 + 50{,}46^2 + 15{,}71^2 + 7{,}87^2}:540{,}56 \text{ A}.$$

Se constată că în ipoteza făcută, că filtrul absoarbe numai armonica 5 de curent produsă de consumatorii deformanţi şi nu primeşte nimic din sistem, ceea ce este puţin probabil, coeficientul de distorsiune al curentului filtrului este aproape de 10%, iar valoarea efectivă a curentului deformat reprezintă o creştere sub 1%.

d) Determinarea influenţei prezenţei filtrului F_5 la secţia A de bare asupra barelor D de 110 kV şi B de 6 kV

Pentru aceasta se rapartizează armonicele de curent în elementele schemelor echivalente corespunzătoare şi se calculează căderile de tensiune pentru nodurile D şi B.

Întrucît filtrul este rezonant pe armonica 5, se consideră că armonica 5 de curent este absorbită integral de filtru şi nu circulă spre sistem. Astfel se examinează numai circulaţia armonicelor 7 şi 13.

— Pentru armonica 7 se calculează pentru început valoarea armonicii de curent $I_7 = 32{,}11$ A, care circulă prin reactanţa $X_{e5(7)}$ în paralel cu $X^{(F)}_{e1(7)}$:

$$I_{7(Xe5)} = 32{,}11\cdot\frac{0{,}93}{0{,}93 + 0{,}93} = 16{,}06 \text{ A}.$$

— Pentru armonica 13 :

$$I_{13(Xe5)} = 18{,}35 \frac{3}{3 + 2{,}39} = 10{,}21 \text{ A.}$$

În continuare se calculează valorile armonicelor 7 şi 13 în reactanţa sistemului $X_s = 0{,}05\ \Omega$ care este în paralel cu X_{e3}.

— Pentru armonica 7 :

$$I_{7s} = 16{,}06 \frac{-0{,}09}{-0{,}09 + 0{,}05 \cdot 7} = -5{,}56 \text{ A.}$$

— Pentru armonica 13 :

$$I_{13s} = 10{,}41 \frac{1{,}35}{1{,}35 + 0{,}05 \cdot 13} = 7{,}03 \text{ A.}$$

— Calculul armonicelor de tensiune pentru secţia de bare D de 110 kV

$$\Delta U_{7(110)}^{(F)} = -\sqrt{3} \cdot 5{,}56 \cdot 0{,}05 \cdot 7 \cdot \frac{110}{6{,}3} = -58{,}78 \text{ V};$$

$$\Delta U_{13}^{(F)}{}_{(110)} = -\sqrt{3} \cdot 7{,}03 \cdot 0{,}05 \cdot 13 \cdot \frac{110}{6{,}3} = 138{,}03 \text{ V.}$$

— Reziduul deformant al tensiunii de 110 kV :

$$U_{110\ rez}^{(F)} = \sqrt{58{,}78^2 + 138{,}03^2} = 150{,}02 \text{ V.}$$

— Coeficientul de distorsiune al tensiunii de 110 kV :

$$\delta U_{110}^{(F)} = \frac{150{,}02}{110\,000} \cdot 100 = 0{,}14\%.$$

— Valoarea efectivă a tensiunii de 110 kV deformată :

$$U_{110}^{(F)} = \sqrt{110^2 + 0{,}05878^2 + 0{,}13803^2} = 110\,000{,}1 \text{ V.}$$

Rezultă deci un grad de deformare foarte redus al tensiunii la barele de 110 kV datorită montării filtrului F_5 la secţia A de bare de 6 kV.

c) Caracteristicile regimului deformant pentru secţia B de bare de 6 kV

Se calculează armonicele de curent în reactanţa echivalentă X_{e3} cu expresiile :

$$I_{\nu(Xe3)} = I_{\nu(Xe5)} - I_{\nu s}$$

— Pentru armonica 7 : $I_{7(Xe3)} = 16{,}06 - (-5{,}56) = 21{,}62$ A ;

— Pentru armonica 13 : $I_{13(Xe3)} = 10{,}21 - 7{,}03 = 3{,}18$ A.

Pentru a se stabili armonicele de tensiune la barele B se calculează cu valorile obţinute pentru $I_{\nu(Xe3)}$ căderile de tensiune $\Delta U_{B\nu}^{(F)}$ datorită reactanţelor echivalente X_{e2} corespunzătoare :

— Pentru armonica 7 : $\Delta U_{B7}^{(F)} = -\sqrt{3} \cdot 21{,}62 \cdot 1{,}14 = -42{,}64$ V ;

— Pentru armonica 13: $\Delta U_{B13}^{(F)} = -\sqrt{3} \cdot 3{,}18 \cdot 0{,}60 = -3{,}3$ V.

— Reziduul deformant pentru tensiunea U_B:

$$U_{B\ rez}^{(F)} = \sqrt{42{,}64^2 + 3{,}3^2} = 42{,}76 \text{ V}.$$

— Coeficientul de distorsiune al tensiunii U_B:

$$\delta U_B^{(F)} = \frac{42{,}76}{6\,300} 100 = 0{,}67\,\%.$$

— Valoarea efectivă a tensiunii $U_B^{(F)}$ deformată:

$$U_B^{(F)} = \sqrt{6\,300^2 + 42{,}64^2 + 3{,}3^2} = 6\,300{,}14 \text{ V}.$$

Rezultă deci că prin transformarea bateriei C_A de la secția A de bare în filtru pentru armonica 5, gradul de deformare al tensiunii U_B se reduce sub 1%, adică mult mai puțin decît 5%, valoarea maximă admisă.

f) Calculul curentului deformat care circulă prin bateria C_B

Curentul corespunzător fundamentalei $I_{CB\,1} = 471{,}1$ A.

— Pentru armonica 7:

$$I_{CB(7)} = -\frac{42{,}64}{\sqrt{3}} \cdot 4{,}12 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 7 = -22{,}32 \text{ A}.$$

— Pentru armonica 13:

$$I_{CB(13)} = -\frac{3{,}3}{\sqrt{3}} 4{,}12 \cdot 10^{-4} \cdot 314 \cdot 13 = -3{,}2 \text{ A}.$$

— Reziduul deformant al curentului bateriei C_B:

$$I_{CB\ rez}^{(F)} = \sqrt{22{,}32^2 + 3{,}2^2} = 22{,}5 \text{ A}.$$

— Coeficientul de distorsiune al curentului bateriei C_B:

$$\delta I_{CB}^{(F)} = \frac{22{,}5}{471{,}1} 100 = 4{,}78\,\%.$$

— Valoarea efectivă a curentului bateriei C_B:

$$I_{CB}^{(F)} = \sqrt{471{,}1^2 + 22{,}32^2 + 3{,}22^2} = 471{,}63 \text{ A}.$$

Rezultă deci că gradul de deformare al curentului bateriei C_B este foarte mic și deci că este suficient să fie transformată în filtru numai bateria C_A de la barele la care sînt racordați consumatorii deformanți, și anume numai pentru una dintre cele trei armonici, respectiv cea cu cea mai mică frecvență (5), pentru ca regimul deformant în toate nodurile stației să fie atenuat sub limitele admise.

BIBLIOGRAFIE

1. Iordănescu, I., Iacobescu, G. **Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor**, București, Editura Didactică și Pedagogică, 1979.
2. M.E.E. **Normativ privind limitarea regimului deformat**, PE 143/80.
3. Garabet, T. ș.a. **Utilizarea redresoarelor comandate în acționări electrice.**, București, Editura Tehnică, 1969.
4. Becker, H. ș.a. **Grundlagen zur Beurteilung von Oberschwingungsrückwirkungen in Versorgungsnetzen.** In ETZ, A vol. 98, Nr. 5 mai 1977.
5. Schröder, D. **Betriebsergebnisse einer hochdynamischen Kompensationsanlage in einem Industrienetz.** In ETZ A Vol. 98 Nr. 5 mai 1977.
6. Schmidt, H. **Netzruskwirkungen in einem Industrienetz mit einem hohen Anteil an Stromrichterleistung**, In ETZ A Vol. 98 Nr. 5 mai 1977.
7. Iordănescu, I. **Compensarea factorului de putere și atenuarea regimului deformat, acțiuni interdependente în sistemele energetice moderne.** În Energetica 28 Nr. 8/1980.
8. Iliceto, F. ș.a. **Quelques aspects de conception de filtres d'harmoniques pour lignes de transport a HT. CIGRE 1964** Raport 405.
9. Cocoș, E. **Posibilități de evaluare a eficienței economice realizată de filtrele absorbante prin stingerea armonicelor superioare.** În Energetica, 32, 1984, Nr. 10.
10. Albert, H., Iordănescu, I. și Florea, O. **Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor**, București, Editura Tehnică, 1980.
11. Golovanov, N. **Utilizarea energiei electrice și mari consumatori**, București, Inst. Politehnic București, 1983.

8. TEHNICA SECURITĂŢII ÎN INSTALAŢIILE ELECTRICE INDUSTRIALE

8.1. INDICAŢII TEORETICE

8.1.1. VALORI ADMISIBILE ALE MĂRIMILOR DE ELECTROCUTARE

Efectele fiziologice ale trecerii curentului electric prin organismul uman depind de numeroşi factori, care nu pot fi influenţaţi (tensiune, frecvenţă etc.) sau prevăzuţi (factori de natură personală, circuitul curentului prin om etc.). Totodată, efectele fiziologice depind de durata trecerii curentului prin corpul omului.

În fig. 8.1.1 sînt expuse trei situaţii de electrocutare tipice şi anume : atingerea directă (*a*), atingerea indirectă (*b*) şi de pas (*c*). Caracterizarea gradului de securitate în diferitele stări de atingere se precizează prin doi indicatori generali : k_a — coeficient de atingere şi k_{pas} — coeficient de pas, care au expresiile de definiţie :

$$k_a = \frac{U_a}{U_p} = 1 - \frac{U_k}{U_p}; \quad k_{pas} = \frac{U_{pas}}{U_p} = \frac{U_{k1} - U_{k2}}{U_p} \tag{8.1.1}$$

unde : U_a este tensiunea de atingere ;

U_p — potenţialul prizei ;

U_{pas} — tensiunea de pas ;

U_k, U_{k1}, U_{k2} sînt potenţiale punctelor k, $k1$, $k2$.

Mărimea determinantă prin care se pot anticipa urmările electrocutărilor este intensitatea curentului prin om, definită de :

$$I_h = \frac{U_h}{R_h}. \tag{8.1.2}$$

În calculele de electrosecuritate se consideră valorile maxim admise ale curentului I_h, la un timp mai mare de 3 s şi ale rezistenţei corpului uman R_h, indicate în tabelul 8.1.1.

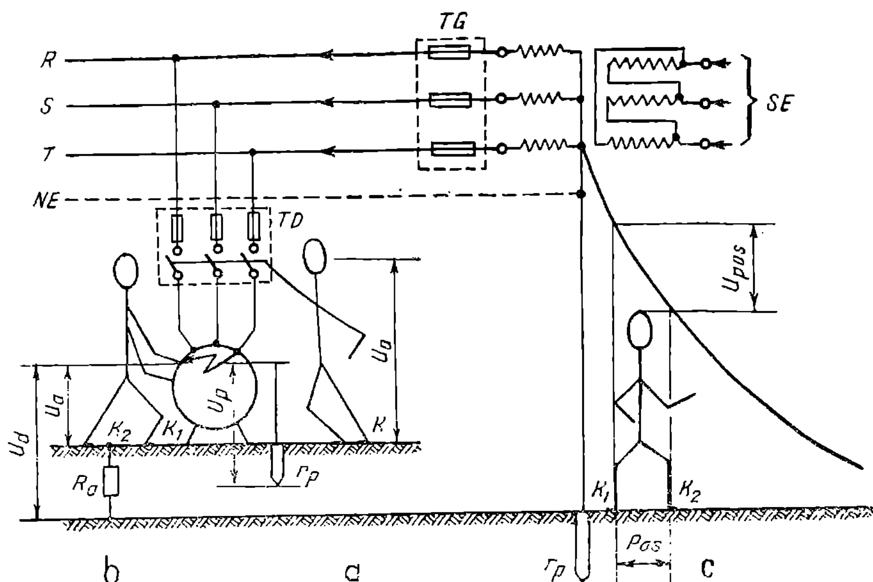


Fig. 8.1.1. Situații principale de apariție a electrocutărilor :
a — atingere directă ; *b* — atingere indirectă ; *c* — tensiunea de pas. *SE* — sistem electroenergetic ; *TG* — tablou general ; *TD* — tablou de distribuție.

Semnificația tensiunii U_h este dependentă de topologia circuitului și de situația de electrocutare (a se vedea fig. 8.1.1), și anume :

$$U_h = \begin{cases} U_a, \text{ pentru cazurile } a, b; \\ U_{pas}, \text{ pentru cazul } c. \end{cases} \tag{8.1.3}$$

Limitele anterioare ale curentului I_h însă nu sînt suficiente pentru realizarea cu certitudine a unei eficacități maxime a sistemului de protecție motiv pentru care sînt cunoscute norme legate de clasificarea locurilor de muncă, tensiuni maxime de lucru pentru unele unelte și corpuri de iluminat precum și pentru tensiunile de atingere și de pas maxim admisibile (tabelele 8.1.2 și 8.1.3).

Tabelul 8.1.1

Valori ale curenților nepericuloși și ale rezistențelor corpului omenesc

Nr. crt.	Condiții generale	I_h [mA] ca	I_h [mA] cc	R_h [Ω]
1	Protecția împotriva electrocutării prin atingere directă	10	50	1 000
2	Protecția împotriva electrocutării prin atingere indirectă	10	50	3 000
3	Rezistența R_h neglijabilă față de impedanța echivalentă a SE	30	50	0

Tabelul 8.1.2

Valorile maxim admise ale tensiunilor de atingere şi de pas, în V, în instalaţii cu tensiuni nominale pînă la 1 000 V

Locul de utilizare	Categoria utilajelor	Mediul											
		puţin periculos				periculos				foarte periculos			
		Timpul de deconectare al protecţiei maximale 3 s											
		cc	ca	cc	ca	cc	ca	cc	ca	cc		ca	
La suprafaţă	Fixe şi mobile	110	65	65	40	110	65	65	40	65	40	65	40
	Portabile	110	65	65	40	—	—	—	24	—	—	—	—
În subteran	Toate	—	—	—	—	—	—	—	24	—	—	—	—

Tabelul 8.1.3

Valorile maxim admisibile ale tensiunilor de atingere şi de pas, în V, la instalaţii electrice cu tensiuni de lucru de 1 000 V

Nr. crt.	Categoria echipamentului	Timp de întrerupere al curentului prin priză							
		0,2 s	0,3 s	0,4 s	0,5 s	0,6 s	0,7 s	0,8 s	0,8 s
1	Din zona cu circulaţie frecventă	125	100	85	80	75	70	65	40
2	Din zona cu circulaţie redusă	250	200	165	150	140	130	125	125
3	Din zona cu circulaţie redusă, cu utilizarea mijloacelor de protecţie individuală	500	400	330	300	280	260	250	250

Referitor la tensiunile de atingere şi de pas admisibile menţionăm că sînt numeroase cazuri exceptate de la limitele tabelelor 8.1.2 şi 8.1.3 ; de exemplu la stîlpii liniilor electrice aeriene (LEA), fără aparataj, din zone cu circulaţie frecventă, indiferent de timpul de deconectare, tensiunile maxime de atingere şi de pas vor fi : 65 V — pentru reţele pînă la 1 000 V ; 125 V — pentru reţele peste 1 000 V, cu neutrul izolat sau cu neutrul tratat cu bobină de stingere ; 250 V — pentru reţele peste 1 000 V, cu neutrul legat la pămînt ; 125 V — pentru reţele peste 1 000 V, cu neutrul legat la pămînt din incinte industriale, cu condiţia utilizării unor izolatoare de calitate superioară.

Tot în sensul măririi eficacităţii sistemului de protecţie sînt cunoscute limitări normative ale tensiunilor maxime induse prin cuplaj inductiv. Astfel, valorile din tabelul : 8.1.4, dacă linia de înaltă tensiune este în regim de

Tabelul 8.1.4

Valorile maxim admisibile pentru tensiunile induse U_l, în reţelele de joasă tensiune, funcţie de regimul de defect, în liniile de înaltă tensiune, în V

Timpul impus t_i [s]	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
Tensiunea indusă U_L [V]	250	200	165	150	140	135	125

Tabelul 8.1.5

Tensiunile maxim admise față de pămînt în rețelele de joasă tensiune supuse influențelor prin cuplaj inductiv

Nr. crt.	Tipul relației	U_L [V]	
		Regim normal	Regim de defect
1	Linii aeriene sau cabluri din rețele publice prevăzute cu trafo de separație	250	1 000
2	Idem, fără trafo de separație	250	500
3	Linii aeriene sau cabluri pentru rețele de iluminat exterior	250	1 000
4	Linii aeriene sau cabluri pentru uz industrial cu trafo de separație	400	1 000
5	Idem, fără trafo de separație	250	*
6	Conductoare de protecție fără tensiuni de lucru	24	**

* 60% din tensiunea de încercare a izolației față de pămînt, dar nu mai mult de 1 000 V ;
** Valorile din tabelul 8.1.9.

Tabelul 8.1.6

Valorile maxime ale tensiunilor induse în conducte sau obiecte metalice lungi, în V

Nr. crt.	Felul accesului la aceste obiecte metalice lungi	Timpul t [s]							
		0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
1	Ușor accesibile atingerii	105	100	85	80	75	70	65	40
2	Greu accesibile atingerii	250	200	165	150	140	130	125	125

defect, iar linia indusă este suspendată pe stîlpi montați pe elemente metalice ; 8.1.5 pentru orice condiții de funcționare și de tipuri de rețele ; 8.1.6 dacă linia inductoare este în regim de defect, iar elementul indus este o conductă lungă. În afara valorilor maxime induse prin cuplaj inductiv menționate anterior, există numeroase precizări normative specifice rețelelor electrice. Ca exemple se vor menționa : 24 V, dacă linia inductoare este în regim normal, iar linia indusă este construită pe stîlpi șuntați prin elemente conductoare (metalice) ; 6 V, dacă linia inductoare este în regim normal, iar linia indusă este construită pe stîlpi de lemn neșuntați, neancorați sau ancorați cu izolatoare ; 650 V, la un timp de deconectare mai mic sau egal cu 0,5 s și 430 V, la un timp de deconectare mai mare de 0,5 s dacă linia inductoare este în regim de defect, iar linia indusă este suspendată pe stîlpi de lemn neșuntați, neancorați sau ancorați prin elemente izolante ; 24 V, dacă linia inductoare este în regim normal, iar elementul indus este o conductă lungă.

8.1.2 DETERMINAREA CURENTULUI ELECTRIC CARE TRECE PRIN CORPUL OMULUI

Valoarea curentului prin om este mult influențată de tipul rețelei la care este racordat elementul atins, precum și de regimul de funcționare al acesteia. În schemele de electrocutare ce se propun spre analiză s-au admis cîteva ipoteze simplificatoare, și anume:

— sistemul electroenergetic este de putere infinită, deci U (E_i, $i \in \{R, S, T\}$ = constant);

— neglijarea impedanței consumatorilor racordați în amonte și aval de punctul atins (rețeaua este în gol de sarcină);

— elementele transversale ale rețelei sînt concentrate în zona de atingere;

— defectele se produc prin arc electric (defecte nete), R_{iz} = const.;

— pămîntul este un mediu conductor omogen de rezistivitate constantă;

— rețelele trifazate, înainte de defect, sînt simetrice și echilibrate, iar impedanțele echivalente aferente lor includ și eventualele cuplaje mutuale dintre conductoare;

— neglijarea cuplajelor mutuale dintre rețelele trifazate vecine;

— parametrii de stare și de material sînt cuonsultanți în timp pe toată durata electrocutării.

Utilizarea acestor ipoteze conduce la cei mai mari curenți care trec prin om, diminuînd astfel, prin calcule, posibilitatea producerii electrocutărilor, garantînd măsurile tehnice ce compun un sistem de protecție contra tensiunilor de atingere și de pas.

Din multitudinea situațiilor de atingere se prezintă în Anexa 8.2 cazurile generale cele mai frecvente desprinse din practica de exploatare a rețelelor electrice industriale.

Rezolvarea acestor situații de electrocutare se realizează prin aplicarea metodelor „clasice“ ale electrotehnicii bazate pe teoremele cunoscute (teorema lui Ohm, teoremele lui Kirchhoff, teorema Thevenin-Helmholtz, teorema lui Norton, teorema reciprocității etc.), combinate cu tehnici de reducere a circuitelor (grupări serie-paralel, transfigurări stea-triunghi, aruncarea sarcinilor la noduri etc.).

Tehnica de calcul a curenților I_h prin om este dependentă de tipul rețelei (bifilară, trifazată etc.) și prin urmare algoritmii de calcul sînt de multe ori specifici acestora.

Astfel pentru rețelele bifilare algoritmul de calcul este:

— determinarea impedanței echivalente a circuitului la bornele sursei de alimentare;

— calculul curentului total debitat de sursă, aplicînd teorema lui Ohm;

— evaluarea curentului care trece prin om și prin instalația de punere la pămînt, prin realizarea repartiției de curenți în rețeaua dată.

Algoritmul menționat este valabil pentru toate situațiile de electrocutare 1—9 ale Anexei 8.1 la care sînt valabile și notațiile:

$$\underline{Z}_1 = \frac{R_1}{1 + j\omega R_1 C_1}, \quad \underline{Z}_2 = \frac{R_2}{1 + j\omega R_2 C_2}, \tag{8.1.4}$$

unde $\underline{Z}_1$, $\underline{Z}_2$ sînt impedanțele echivalente transversale ale conductoarelor rețelei bifilare, restul mărimilor avînd semnificația redată în anexă.

În cazul descărcărilor capacitive (atingeri directe sau indirecte), cazul 7 din anexa 8.1, procedeul de calcul constă în : stabilirea parametrilor schemei echivalente ; precizarea condiţiilor iniţiale şi în final rezolvarea sistemului de ecuaţii diferenţiale :

$$u = -RC\frac{du}{dt}, \quad u' = -R_eC\frac{du'}{dt}. \tag{8.1.5}$$

În urma rezolvării sistemului (8.1.5) rezultă soluţia curentului prin om i_h din cazul menţionat în Anexa 8.1.

În Anexa 8.1 sînt redate încă trei situaţii de electrocutare urmare a influenţelor electrostatice şi electromagnetice (cazul 8) şi influenţelor electromagnetice asupra elementelor conductoare lungi (cazul 9).

Pentru reţelele electrice trifazate, pe baza ipotezelor menţionate se recomandă pentru calculul mărimilor de stare următorul algoritm :

a) aplicarea teoremei lui Ohm pentru toate fazele (inclusiv nulului) reţelei date :

— *pentru fiecare fază*

$$\underline{E}_R = (\underline{Z}_L + \underline{Z}')\underline{I}_R - V_0; \quad \underline{E}_S = (\underline{Z}_L + \underline{Z})\underline{I}_S - V_0; \quad \underline{E}_T = (\underline{Z}_L + \underline{Z})\underline{I}_T - V_0, \tag{9.1.6}$$

— *pentru nul* (legătura la pămînt)

$$\underline{V}_0 = R_p\underline{I}_p; \tag{9.1.7}$$

b) aplicarea teoremei întîi a lui Kirchhoff ;

c) determinarea potenţialului neutrului (cu o relaţie de tip Millman)

$$\underline{V}_0 = \frac{\sum_{i=1}^{m} \underline{E}_i X \underline{Y}_i}{\sum_{i=1}^{m} \underline{Y}_i + 1/R_p}, \quad i \in m = \{R,\ S,\ T,\ NE\} \tag{9.1.8}$$

unde $\underline{Y}_i$ este admitanţa proprie a conductorului i (fază sau nul de funcţionare);

$\underline{E}_i$ — t.e.m. a sursei trifazate, sau tensiunea de fază la bornele acesteia.

d) calculul curenţilor totali prin fazele reţelei folosindu-se (8.1.6), precum şi prin om şi/sau prin instalaţia de legare la pămînt.

Cu acest procedeu se prezintă în Anexa 8.2 relaţii analitice de calcul al unor mărimi pentru şase cazuri de electrocutare.

8.1.3. PROTECŢIA CONTRA ACCIDENTELOR PRIN ELECTROCUTARE

În cazul atingerilor accidentale directe, protecţia se realizează prin măsuri organizatorice specifice lucrărilor din instalaţii electrice, ca şi folosirea echipamentelor individuale de protecţie a muncii.

Măsurile tehnice utilizate la atingerile indirecte sînt de două feluri (principale şi secundare), aplicîndu-se astfel, încît să întărească siguranţa protecţiei în asemenea cazuri, justificîndu-se tehnico-economic luarea deciziei.

În continuare se vor analiza succint măsurile de protecție contra atingerilor indirecte și anume : protecția prin legare la pămînt, protecția prin legare la nul, egalizarea (dirijarea) potențialelor, alimentarea cu tensiune redusă, izolarea suplimentară de protecție, separarea de protecție.

8.1.4. PROIECTAREA INSTALAȚIEI DE LEGARE LA PĂMÎNT DE PROTECȚIE

La proiectarea economică a instalației de legare la pămînt de protecție este recomandabil să se folosească elemente metalice existente în construcția obiectivului respectiv, chiar în condițiile existenței în acel obiectiv a unor rețele cu destinații și de tensiuni diferite, respectîndu-se însă cîteva condiții minimale pentru limitarea apariției accidentale a unor tensiuni periculoase.

De asemenea, la proiectarea instalației de pămînt trebuie să se țină seamă de dimensiunile minime ale prizelor de pămînt, precum și de secțiunile minimale ale conductoarelor principale și de ramificație.

La dimensionarea unei instalații de legare la pămînt sînt necesare următoarele date : tipul rețelei ; tensiunea acesteia ; datele nominale ale utilajelor date : tipul rețelei ; tensiunea acesteia ; datele nominale ale utilajelor electrice care trebuie racordate la priza de pămînt (putere nominală, tensiune nominală etc.) ; tipul echipamentului de lucru folosit ; categoria locului de muncă din punctul de vedere al electrosecurității.

Etapele proiectării sînt redate în continuare

a) *precizarea tensiunilor de atingere și de pas* (tabelul 8.1.4) ;

b) *stabilirea curentului de punere la pămînt* I_p în modul următor :

b_1) curentul efectiv de punere la pămînt care trece prin priză, în cazul unui scurtcircuit monofazat, aspect valabil pentru rețele cu neutrul legat la pămînt cu $U_n \geqslant 1\,000$ V ;

b_2) curentul de punere simplă la pămînt necompensat sau în cazul compensării, curentul rezidual însă cel puțin 10 A pentru rețele cu neutrul izolat cu $U_n \geqslant 1\,000$ V ;

b_3) pentru rețele cu neutrul izolat, cu $U_n < 1\,000$ V : curentul de punere simplă la pămînt, dar mai mare de 10 A pentru cazul în care există instalații de deconectare a punerilor la pămînt ; curentul de punere dublă la pămînt în instalații echipate cu dispozitive ce permit semnalizarea punerii simple la pămînt și deconectarea automată a punerilor duble la pămînt. Se desprind astfel două cazuri :

— protecția echipamentului este realizată cu întreruptoare automate la care se impune :

$$I_p \geqslant 1{,}25\ I_{re}, \qquad (8.1.9)$$

unde I_{re} este curentul de reglare al declanșatorului sau releului electromagnetic;

— protecția utilajului se realizează cu siguranțe fuzibile, caz în care este valabilă condiția :

$$I_p > kI_{nf} \qquad (8.1.10)$$

unde I_{nf} este curentul nominal al fuzibilului, iar coeficientul k se determină cu relația:

$$k = \begin{cases} 3{,}5\ ;\ \text{dacă}\ I_{nf} \leqslant 50\ \text{A}, \\ 5\ ;\ \text{dacă}\ I_{nf} \geqslant 63\ \text{A}; \end{cases} \tag{8.1.11}$$

b$_1$) la rețelele cu neutrul legat la pămînt, cu $U_n < 1\,000$ V, la care legarea la pămînt constituie măsura principală de protecție, se consideră curentul de punere simplă la pămînt (Anexele 8.1 sau 8.2) sau cînd acesta nu este determinat, se iau valorile la limită definite de relațiile (8.1.9) și (8.1.10).

c) *calculul rezistenței de dispersie a prizei de pămînt complexe se face cu relația:*

$$R_p = \frac{U_a}{I_p} \tag{8.1.12}$$

Pentru rezistențele de dispersie ale prizelor de pămînt singulare cele mai uzuale sînt redate în Anexa 8.3, relațiile de calcul specifice r_p. Pentru electrozi executați din profile de oțel (secțiune pătrată, dreptunghiulară, cornier, profile T, I, U etc.) se folosesc aceleași relații din Anexa 8.3 substituind diametrul d ($d = 2r$) cu ultima coloană a tabelului 8.1.7.

Tabelul 8.1.7

Echivalarea unui electrod circular de diametru *d* cu un profil (dreptunghiular, cornier etc.)

Nr. crt.	Denumirea profilului sau simbolul său	Dimensionarea profilului care se corelează cu diametrul		Substituentul diametrului
		denumirea	simbolul	
1	Pătrat	Latura	a	a
2	Dreptunghi	Latura mare	b	$b/2$
3	U	Lățimea tălpii	b	b
4	Cornier L cu aripi egale	Lungimea aripii	b	b
5	Cornier L cu aripi neegale	Lungimea aripii mici	b	b
6	T	Lățimea tălpii	a	a
7	I	Înălțimea	h	$h/2$

Relația de corespondență dintre rezistența prizei singulare și rezistența prizei multiple este:

$$R_p = \frac{r_p}{u_n}; \tag{8.1.12'}$$

unde: u este coeficientul de utilizare al prizei (tabelul 8.1.6);
n — numărul de electrozi de același tip care compun priza.

Tabelul 8.1.8

Coeficienții de utilizare pentru prize complexe

Numărul de electrozi	Raportul dintre distanța între electrozi (a_1) și lungimea lor (l)	Coeficientul de utilizare			
		Electrozi verticali amplasați linear		Electrozi verticali amplasați pe contur	
		Priză verticală	Priză orizontală	Priză verticală	Priză orizontală
2	1	0,85	0,80	—	—
3		0,80	0,80	0,75	0,50
4		0,75	0,77	0,65	0,45
5		0,70	0,75	0,62	0,42
6		0,65	0,60	0,60	0,40
10		0,60	0,60	0,55	0,33
20		0,50	0,20	0,50	0,25
40		—	0,20	0,40	0,20
60		—	—	0,38	0,20
100		—	—	0,35	0,19
2	2	0,90	0,90	—	—
3		0,85	0,90	0,80	0,60
4		0,82	0,88	0,75	0,55
5		0,80	0,85	0,72	0,52
6		0,78	0,80	0,70	0,50
10		0,75	0,75	0,66	0,44
20		0,70	0,56	0,61	0,30
40		—	0,40	0,55	0,29
60		—	—	0,52	0,27
100		—	—	0,50	0,24
2	3	0,95	0,95	—	—
3		0,90	0,90	0,90	0,75
4		0,88	0,85	0,85	0,70
5		0,85	0,82	0,82	0,68
6		0,82	0,80	0,80	0,65
10		0,80	0,75	0,75	0,56
20		0,75	0,68	0,70	0,45
40		—	0,54	0,65	0,39
60		—	—	0,62	0,36
100		—	—	0,60	0,33

Pentru prizele de pămînt complexe relația de calcul a rezistenței echivalente este:

$$\frac{1}{R_p} = \frac{1}{R_{pv}} + \frac{1}{R_{po}} + \frac{1}{R_{pd}} + \frac{1}{R_{pn}}, \tag{8.1.13}$$

unde: R_{pv} este rezistența de dispersie a prizei multiple verticale;
R_{po} — rezistența de dispersie a prizei multiple orizontale;
R_{pd} — rezistența prizei pentru dirijarea distribuției potențialelor;
R_{pn} — rezistența de dispesie a prizei naturale.

Se subliniază că R_{pv}, R_{p0} se calculează cu relația (8.1.12), R_{pd} — conform indicațiilor din paragraful 8.1.6, iar R_{pn} cu o relație din tabelul 8.1.9, în funcție de configurația construcției folosite la priza de pămînt.

Relații de calcul aproximative ale rezistențelor de dispersie pentru prize de pămînt naturale

Nr. crt.	Denumirea prizei de pămînt naturale	Rezistența prizei de pămînt naturale, $r_{\rho n}$	Observații
1	Stîlp metalic sau din beton armat îngropat în pămînt	$0{,}366\,\frac{\rho}{l}\lg\frac{4l}{d}$	— diametrul echivalent al stîlpului
2	Placă de beton așezată la suprafața solului	$\frac{\rho}{4}\sqrt{\frac{\pi}{S}}$	S — suprafața plăcii
3	Placă de beton circulară așezată la suprafața solului	$\rho:2d$	d — diametrul plăcii de beton
4	Fundație de beton armat cubică	$0{,}2036\,\frac{\rho}{\sqrt[3]{V}}$	V — volumul fundației mai puțin volumul stratului de beton superficial
5	Placă de beton îngropată în sol la o adîncime h într-un sol de rezistivitate ρ, în timp ce la suprafața solului rezistivitatea este ρ'	$\frac{\rho h}{S}+\frac{\rho'}{4}\sqrt{\frac{\pi}{S}}$	S — suprafața plăcii
6	Cablu plasat într-un tunel de aducțiune plin cu apă de rezistivitate ρ' (ρ — rezistivitatea solului)	$\frac{\rho}{\pi l}\ln\frac{2l}{D}+\frac{\rho'}{\pi l}\ln\frac{D}{d}$	D — diametrul tunelului d — diametrul cablului
7	Obiect lung în contact cu pămîntul (conducte, șine de cale ferată, învelișuri metalice ale unor cabluri etc.)	$\sqrt{r\cdot r_p}\ \mathrm{cth}\left(\sqrt{\frac{r}{r_p}}\right)l$	Notații conform cazului 9 din Anexa 8.1
8	Rezistența unui amplasament de grosime h' și rezistivitate ρ', amplasat într-un sol de rezistivitate ρ	$\frac{\rho}{2}\left(\frac{h'}{600}-\frac{\rho'}{110\,\rho}\right)$	h' — grosimea se ia în cm

d) *alegerea și verificarea la stabilitate termică a conductoarelor principale și de ramificație* se realizează prin îndeplinirea condiției :

$$s \geqslant \frac{I_p\sqrt{t}}{\delta}, \tag{8.1.14}$$

unde : s este secțiunea conductorului de legare la priza de pămînt ;
t — timpul de trecere al curentului de defect I_p ;
δ — densitatea de curent admisibilă, pentru o secundă.

Valorile recomandate ale densității de curent δ sînt :

— 70 A/mm², pentru conductoare de oțel ;
— 160 A/mm², pentru conductoare de cupru ;
— 100 A/mm², pentru conductoare de oțel-aluminiu.

La realizarea condiției (8.1.14), curentul I_p se determină conform detaliilor de la etapa (b) a algoritmului, valoare aferentă conductoarelor de ramificație. Valoarea curentului I_p asociată conductoarelor principale este : curentul din conductorul de ramificație, dacă nu se realizează circuite închise ale conductorului principal ; jumătate din curentul de defect al conductorului de ramificație dacă se realizează circuite buclate de către conductorul principal.

Referitor la condiția (8.1.14) se mai face precizarea că timpul t se determină din considerente de protecție a echipamentului în corelație cu tipul protecției prin relee utilizat pentru respectivul receptor, iar valorile secțiunii s sînt funcție de tipul conductorului.

e) *verificarea la stabilitate termică a prizei de pămînt* constă în îndeplinirea condiției :

$$R_p \leqslant \frac{12\sqrt{\rho}}{I_p}, \tag{8.1.15}$$

astfel încît trecerea curentului I_p să nu producă creșteri importante ale rezistenței R_p, peste valorile normate, iar ρ este rezistivitatea solului).

8.15. PROIECTAREA INSTALAȚIEI DE LEGARE LA NUL

Proiectarea unei astfel de instalații (schițată în fig. 8.1.2) include cunoașterea următoarelor referiri normative de aplicare și execuție a acesteia, și anume :

— acest sistem se aplică rețelelor cu neutrul legat la pămînt, pentru rețele electrice de tensiune $U_n < 1\,000$ V ;

— este interzisă montarea de siguranțe fuzibile sau alte elemente de conectare-deconectare automată pe conductorul de nul ;

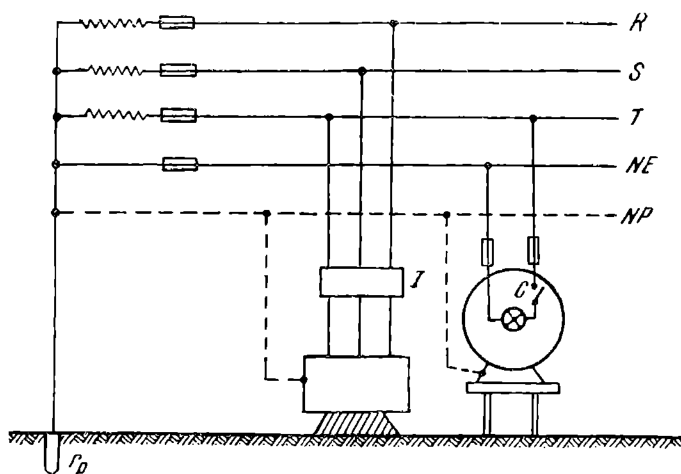


Fig. 8.1.2. Schema de principiu a protecției prin legare la nul :

NE — nul de exploatare ; *NP* — nul de protecție ; *C* — comutator ; *I* — întreruptor.

— legarea suplimentară la conductorul de nul de protecţie a tuturor părţilor metalice a tablourilor electrice (indiferent de tipul lor) ;

— rezistenţa de dispersie a instalaţiei de legare la pămînt să fie de maxim 4 Ω, în orice condiţii (excepţii la reţele de distribuţie publice : 20 Ω pînă la 200 m distanţă între stîlpi ; 30 Ω pentru distanţe între stîlpi de 200—500 m) ;

— aplicarea unitară a acestei măsuri pentru toate utilajele alimentate din aceeaşi sursă ;

— conductoarele folosite în construcţia acestui sistem de protecţie sînt din cupru sau oţel.

După precizările anterioare sînt imperios necesare : datele nominale ale instalaţiilor care se racordează la nul ; categoria locului de muncă ; tensiunea reţelei.

Algoritmul proiectării unei astfel de instalaţii este :

a) Alegerea materialului şi a secţiunii conductorului de nul, în funcţie de secţiunea conductorului de fază.

b) Determinarea curentului de defect I_p (curentul prin conductorul de nul de protecţie) pe baza algoritmilor precizaţi la paragraful 8.1.2 (anexele 8.1, 8.2) şi se verifică condiţiile (8.1.9) şi (8.1.10). Dacă aceste condiţii sînt îndeplinite se trece la etapa următoare, iar dacă nu sînt îndeplinite atunci se va mări cu o treaptă secţiunea nulului de protecţie, refăcîndu-se calculul lui I_p pînă la îndeplinirea condiţiilor subliniate anterior.

c) Determinarea tensiunii de atingere U_h a omului folosindu-se relaţia (8.1.2) şi anexele 8.1, 8.2 şi comparaţia acesteia cu valorile normative (tabelele 8.1.2 şi 8.1.3) sau paragraful 8.1.1. Dacă tensiunea de atingere este mai mare decît valoarea admisibilă, se va reface calculul cu secţiune majorată STAS, începîndu-se cu etapa (b) pînă la îndeplinirea completă a pragului tensiunii de atingere.

d) Proiectarea instalaţiei de protecţie suplimentară.

8.1.6. PROIECTAREA INSTALAŢIEI DE EGALIZARE A POTENŢIALELOR

Egalizarea sau *dirijarea distribuţiei potenţialelor* este un mijloc de protecţie indicat la locurile de muncă la care este posibilă apariţia unor diferenţe de potenţial între ultilajele din zona de manipulare.

Datele nominale necesare dimensionării sînt : tipul reţelei, tensiunea nominală a acesteia ; curentul maxim de defect I_p (conform paragrafului 8.1.2), diferenţele de potenţial maxime dintre utiliajele din zona de manipulare, tipul locului de muncă etc.

Pentru proiectarea instalaţiei de egalizare a potenţialelor se va urmăr algortimul :

a) Alegerea formei constructive a prizei de dirijare a distribuţiei potenţialelor (inelară, pătrată, dreptunghiulară, plasă).

b) Precizarea rezistivităţii solului în care se realizează dirijarea distribuţiei potenţialelor.

c) Alegerea datelor geometrice ale configurației de la (a): a_1 — distanța dintre doi electrozi paraleli; l — lungimea unui electrod; n — numărul de electrozi paraleli; q — adîncimea de îngropare a electrozilor prizei orizontale; d — diametrul unui electrod, sau mărimea din tabelul 8.1.8.

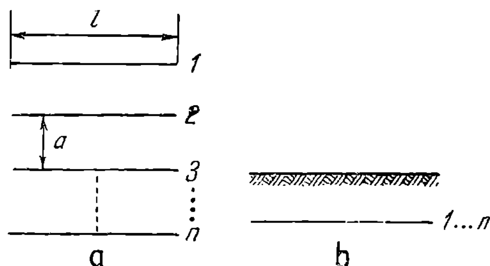


Fig. 8.1.3. Poziția electrozilor orizontali: *a* — în plan orizontal; *b* — în plan vertical.

d) Calculul rezistențelor de dispersie a electrozilor orizontali, precum și a prizei cu n electrozi orizontali, cu toate detaliile paragrafului 8.1.2.

e) Determinarea coeficienților de atingere și de pas. Astfel: e_1) pentru n electrozi paraleli (fig. 8.1.3)

— *pentru un punct oarecare din conturul de dirijare a distribuției potențialelor*

$$K_a = \frac{4{,}398}{\ln \alpha \dfrac{(nl)^2}{qa}},\quad k_{pas} \approx k_a, \tag{8.1.16}$$

unde α este dat de expresia:

$$\alpha = \frac{l^{2n-1}}{a_1^{2n-3}\, L^2\, \beta^2 (n-1)!},\quad n \geqslant 3, \tag{8.1.17}$$

în care L este lungimea totală a electrozilor orizontali, iar β este:

$$\beta = \begin{cases} (0{,}5n - 1)! \text{ pentru } n \text{ par,} \\ (0{,}5(n-1))! \text{ pentru } n \text{ impar;} \end{cases} \tag{8.1.18}$$

— *în cazul oricărui punct de pe conturul de dirijare a distribuției potențialelor* k_a se determină cu (8.1.16), iar coeficientul de pas are valoarea maximă $k_{pas\ max}$

$$k_{pas\ max} = \frac{k_1' k_2'}{0{,}7}\, k_a, \tag{8.1.19}$$

unde coeficienții k_1' și k_2' (pentru $n \geqslant 3$) au expresiile:

$$k_1' = 0{,}172n + 0{,}65$$

$$k_2' = \frac{1}{\pi}\left(\frac{1}{2q} + \frac{1}{a_1 + q} + \frac{1}{a_1}\sum_{i=2}^{n-1}\frac{1}{i}\right) \tag{8.1.20}$$

e_2) pentru $2n$ electrozi orizontali paraleli (cei de la e_1, în care se includ și conductoarele de ramificație sau elementele de construcție care constituie priza naturală) se înlocuiește (8.1.16) cu

$$k_a = \frac{4{,}398}{\ln \dfrac{(\alpha n l)^2}{qd}} \tag{8.1.21}$$

şi coeficienţii de pas rămîn în rest definiţi ca la e_1, dar ţinîndu-se cont de (8.1.21).

În caulclele de proiectare se poate utiliza pentru calculul coeficientului de atingere relaţia simplificată

$$k_a = 9 \frac{\sqrt{S}}{D^2} sk' \tag{8.1.22}$$

în care : S este suprafaţa ocupată de priza de pămînt, în formă de placă ;
D — diagonala prizei în formă de placă ;
s — lungimea pasului,
iar coeficientul k' este definit de

$$k' = \begin{cases} 1 & \text{pentru } q \in [0,3 - 0,4] \text{ m} ; \\ 0,7 & \text{pentru } q = 0,5 \text{ m} ; \\ 0,5 & \text{pentru } q = 0,8 \text{ m} ; \\ 0,4 & \text{pentru } q = 1 \text{ m}. \end{cases} \tag{8.1.23}$$

f) Determinarea repartiţiei potenţialelor, se realizează prin asimilarea prizei de dirijare a distribuţiei potenţialelor cu o placă de suprafaţă S definită ca la (8.1.22), rezultînd :

$$U_k = \frac{2U_p}{\pi} \operatorname{arctg} \sqrt{\frac{S/\pi}{q^2 + R^2 + \sqrt{(q^2 + R^2)S/\pi}}}, \tag{8.1.24}$$

unde R este distanţa dintre centrul prizei de pămînt şi punctul oarecare k.

g) Verificarea calităţii prizei de pămînt prin calculul tensiunilor de atingere şi de pas din relaţiile (8.1.1) şi verificarea acestora faţă de mărimile asociate admisibile. Dacă acestea din urmă nu sînt verificate se va modifica configuraţia, dimensiunile acestora sau se va îmbunătăţi solul reluîndu-se calculul, începîndu-se cu etapa (a) sau (b).

Pentru LEA se recomandă : $k_a = k_{pas} = 0,3$ pentru prize cu două inele şi pentru raze ; $k_a = k_{pas} = 0,1$ pentru prize cu trei inele şi patru raze.

8.1.7. ALTE SISTEME DE PROTECŢIE CONTRA ACCIDENTELOR PRIN ELECTROCUTARE

Se prezintă probleme generale de dimensionare a trei sisteme de electrosecuritate, folosite ca măsuri generale de protecţie contra accidentelor prin electrocutare la tensiuni de atingere indirecte.

Alimentare cu tensiune redusă este aplicabilă cu precădere unor utilaje portabile din locurile de muncă foarte periculoase.

La dimensionarea mijloacelor tehnice care concură la realizarea acestui sistem de protecţie, se impun o serie de restricţii de realizare ce au în vedere siguranţa sistemului de protecţie.

Dacă elementul principal de realizare a unui asemenea sistem de protecţie este un transformator de alimentare, atunci dimensionarea sa se face astfel încît să fie îndeplinite condiţiile :

$$S \leqslant S_{nT} ; \quad U \leqslant U_{nS} ; \quad I \leqslant I_{nS} \tag{8.1.25}$$

în care: S este puterea aparentă maximă a utilajului alimentat;
S_{nT} — puterea aparentă nominală a transformatorului;
U — tensiunea maximă a utilajului;
U_{nS} — tensiunea nominală secundară a transformatorului;
I — curentul de sarcină maxim al utilajului;
I_{nS} — curentul nominal secundar al transformatorului.

Izolarea suplimentară de protecție are două aspecte: izolarea de protecție a utilajelor și izolarea amplasamentului utilajelor.

Dimensionarea unui asemenea sistem de protecție constă în determinarea rezistenței de izolare a utilajelor sau a amplasamentelor cu relația:

$$R_a \geqslant \frac{U_{a\ ad}}{I_{h\ ad}} - R_h. \tag{8.1.26}$$

Pentru proiectarea izolației suplimentare de protecție se utilizează, după caz, relația (8.1.26) sau una dintre ultimele relații (cazurile 8, 9) ale tabelului 8.1.10.

Separarea de protecție este un caz particular al sistemului de alimentare cu tensiune redusă, cu deosebirea că raportul de transformare al transformatorului de separație (elementul principal al acestui sistem de protecție) este egal cu 1 și deci proiectarea unui astfel de sistem pune aceleași probleme ca la alimentarea cu tensiune redusă.

8.2. APLICAȚII

Aplicația 8.2.1. În timpul verificărilor rezistențelor de izolație la o rețea de curent continuu, un operator atinge direct unul dintre conductoarele rețelei. Rezistențele de izolație ale conductoarelor sînt: $R_1 = 10$ kΩ; $R_2 = 2R_1$ (prima situație, anexa 8.1 făcînd $X = 0$). Tensiunea rețelei la locul atingerii este $U = 220$ V, iar rezistența amplasamentului R_a este neglijabilă.

Se cer:

a) curentul de defect pentru atingerea directă a: conductorului R, conductorului NE;

b) curentul maxim de defect la atingerea directă pentru (a);

c) curentul care trece prin om în cazurile anterioare;

d) tensiunea de atingere în fiecare caz analizat la (c).

REZOLVARE:

Rezistența omului $R_h = 1\,000$ Ω, iar curentul admisibil prin om $I_{h\ ad} = 50$ mA (tabelul 9.1.1).

a) *La atingerea conductorului R* rezistența echivalentă $R_{e(1)}$ este:

$$R_{e(1)} = R_2 + \frac{R_h R_1}{R_h + R_1} = 20 + \frac{1 \cdot 10}{1 + 10} = 20{,}91 \text{ k}\Omega,$$

iar curentul de defect $I_{d(1)}$

$$I_{d(1)} = \frac{U}{R_{e(1)}} = \frac{220}{20{,}91} = 10{,}52 \text{ mA}.$$

În cazul atingerii conductorului NE rezistența totală $R_{c(2)}$ este

$$R_{c(2)} = R_1 + \frac{R_2 R_h}{R_2 + R_h} = 10 + \frac{20 \cdot 1}{20 + 1} = 10{,}95 \ \text{k}\Omega ;$$

şi curentul de defect $I_{d(2)}$

$$I_{d(2)} = \frac{U}{R_{c(2)}} = \frac{220}{10{,}95} = 20{,}09 \ \text{mA}.$$

b) *Curenții maximi de defect se obțin în cazul considerării simultane cu atingerea a punerii la pămînt nete a conductorului neatins*

Curentul maxim de defect $I_{dm(1)}$ la atingerea conductorului R este :

$$I_{dm(1)} = \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_h}\right) U = \left(\frac{1}{10} + \frac{1}{1}\right) 220 = 242 \ \text{mA} ;$$

iar curentul maxim de defect $I_{dm(2)}$ pentru atingerea conductorului NE rezultă :

$$I_{dm(2)} = \left(\frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_h}\right) U = \left(\frac{1}{20} + \frac{1}{1}\right) 220 = 231 \ \text{mA}.$$

c) Curenții prin om pentru fiecare situație de la punctul (a) sînt :

$$I_{h(1)} = \frac{R_1}{R_1 + R_h} I_{d(1)} = \frac{10}{10 + 1} 10.52 = 9{,}56 \ \text{mA} < 50 \ \text{mA} ;$$

$$I_{h(2)} = \frac{R_2}{R_2 + R_h} I_{d(2)} = \frac{20}{20 + 1} 20.09 = 19.13 \ \text{mA} < 50 \ \text{mA} ;$$

iar pentru situațiile din (b) sînt egali cu :

$$I_{hm(1)} = I_{hm(2)} = \frac{U}{R_h} = \frac{220}{1} = 220 \ \text{mA} > 50 \ \text{mA}.$$

d) Pentru fiecare caz analizat la punctul anterior, tensiunile de atingere, calculate cu relația (8.1.2), sînt :

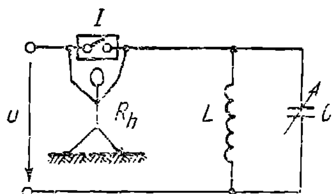
$$U_{a(1)} = 1 \cdot 9{,}56 = 9{,}56 \ \text{V} < 65 \ \text{V} ; \ U_{a(2)} = 1 \cdot 19{,}13 = 19{,}13 \ \text{V} < 65 \ \text{V} ;$$

$$U_{am(1)} = U_{am(2)} = 1\,220 = 220 \ \text{V} > 65 \ \text{V}.$$

Se observă că, în condițiile absenței punerilor la pămînt, pericolul de electrocutare este mai mare atunci cînd se atinge direct conductorul mai bine izolat, iar în prezența punerilor la pămînt nete a conductoarelor neatinse, curenții prin om au valori periculoase și nu depind de elementele transversale ale rețelei.

Aplicația 8.2.2. In electrician atinge direct cu o mînă borna neizolată de fază a unui întreruptor, iar cu cealaltă mînă atinge direct polul deconectat al acestuia, realizînd circuitul din fig. 8.2.1. Cordoanele de legătură ale circuitului sînt foarte scurte, iar filtrul de armonici este compus din elemente ideale

Fig. 8.2.1. Schemă de atingere la întrerupătorul unui filtru.



de parametrii : $L = 5/\pi$ (H) — fixă, C — variabilă. Expresia tensiunii de alimentare este $u = 220\sqrt{2}\sin 100\pi t$. Rețeaua electrică are neutrul izolat. Se cer :

a) valoarea maximă a capacității C_m, astfel încît curentul prin om să nu fie periculos ;

b) în ce situație curentul prin om este maxim ;

c) curentul prin om, dacă filtrul este acordat pentru armonica cinci ($\nu = 5$).

REZOLVARE :

Din tabelul 8.1.1 rezultă $R_h = 1\,000\ \Omega$, $I_{h\ ad} = 10$ mA.

a) Valoarea efectivă a curentului care trece prin om este :

$$I_h = \frac{U}{\sqrt{R_h^2 + (\nu\omega L - 1/\nu\omega C)^2}}, \qquad (8.2.1)$$

Înlocuind pe I_h cu $I_{h\ ad}$ și $\nu = 1$, în expresia (8.2.1), rezultă C_m :

$$C_m = \frac{\omega L I_{had} - \sqrt{U^2 - (R_h I_{had})^2}}{\omega[(L^2\omega^2 + R_h^2)I_{had}^2 - U^2]} = \frac{5/\pi(100\pi)\cdot 10^{-2} - \sqrt{220^2 - (1\,000\cdot 10^{-2})^2}}{100\pi\{[(5/\pi\cdot 100\pi)^2 + 1\,000^2]10^{-4} - 220^2\}} = 1{,}416\cdot 10^{-5}\text{F}.$$

b) Valoarea maximă a curentului I_h din (8.2.1) se obține cînd al doilea termen al radicalului este nul, pe fundamentală, și rezultă

$$I_{hm} = \frac{U}{R_h} = \frac{220}{1\,000} = 0{,}22\ \text{A} > 10\ \text{mA}.$$

c) Expresia curentului I_h este :

$$I'_h = \frac{U}{\sqrt{R_h^2 + L^2\omega^2(1 - \nu^2)^2}} = \frac{220}{\sqrt{1\,000^2 + (5/\pi\cdot 100\pi)^2(1 - 5^2)^2}} = 0{,}0183\ \text{A} > 10\ \text{mA},$$

iar tensiunea de atingere are valoarea

$$U'_a = 1\,000\cdot 0{,}0183 = 18{,}3\ \text{V} < 65\ \text{V}.$$

Aplicația 8.2.3. La contactul direct al unei faze dintr-un circuit bifilar industrial aparținînd unei rețele trifazate cu neutrul izolat, un operator este electrocutat mortal cu toate că rezistențele de izolație ale fazelor sînt infinite, iar capacitățile de serviciu ale conductoarelor sînt egale cu $C = 1$ mF. Tensiunea la locul atingerii directe este $U = 380$ V. Se cer :

a) curentul prin operator în momentul atingerii numai a unui conductor ;

b) curentul prin operator în cazul atingerii simultane a conductoarelor circuitului ;

c) tensiunile de atingere în cele două cazuri.

Pentru toate cazurile se va considera rezistența amplasamentului operatorului nulă ($R_a = 0$).

REZOLVARE :

Fiind un caz particular al primei situații din Anexa 8.2, problema se rezolvă astfel :

a) Valoarea curentului care trece prin om I'_h este :

$$I'_h = \frac{\omega CU}{\sqrt{1 + (2R_h C\omega)^2}} = \frac{100\pi \cdot 10^{-3} \cdot 380}{\sqrt{1 + (2 \cdot 1\,000 \cdot 10^{-3} \cdot 100\pi)^2}} = 0{,}19 \text{ A}.$$

Rezultatul de mai sus s-a obținut pentru $R_h = 1\,000\ \Omega$ (tabelul 8.1.1) situația atingerilor directe, observîndu-se că I'_h depășește de 19 ori valoarea admisibilă de 10 mA (tabelul 8.1.1).

b) În situația atingerii directe simultane a ambelor conductoare curentul prin operator I''_h se obține din I'_h prin trecerea la limită a expresiei acestuia dacă ($C\omega \to \infty$). Deci :

$$I''_h = \frac{U}{R_h} = \frac{380}{1\,000} = 0{,}38 \text{ A}.$$

Se observă că I''_h este de 38 ori mai mare decît curentul admisibil periculos, explicînd prin aceasta faptul că situațiile atingerilor din problemă, puteau genera electrocutări mortale.

c) Tensiunile de atingere se calculează, pentru fiecare caz în parte, cu relația (8.1.2) rezultînd :

$$U'_a = R_h I'_h = 1\,000 \cdot 0{,}19 = 19 \text{ V} ; \quad U''_a = R_h I''_h = 1\,000 \cdot 0{,}38 = 38 \text{ V}.$$

Tensiunile de atingere U'_a, U''_a sînt inferioare valorilor admisibile (tabelul 8.1.2) ; deci nu tensiunile produc accidentele prin electrocutare, ci toți curenții care trec prin om și care au valori mai mari decît cele adimisibile.

Pentru limitarea accidentelor prin electrocutare în ambele situații prezentate sînt imperios necesare măsuri de protecție contra atingerilor accidentale (directe sau indirecte).

Aplicația 8.2.4. Vopsirea carcasei metalice a unui receptor electric monofazat este făcută de către un muncitor cu pensula, în timpul funcționării acestuia. Receptorul este alimentat de la o rețea cu neutrul izolat, iar carcasa metalică este legată la pămînt printr-o rezistență de $r_p = 4\ \Omega$ (cazul 2, Anexa 8.1). În timpul vopsirii, izolația receptorului cedează, rezistența defectului de izolație este nulă ($R_{iz} = 0$). Tensiunea la bornele receptorului în timpul atingerii indirecte este $U = 220$ V, iar $R_a = 0$. Se cer :

a) curentul care trece prin om și tensiunea de atingere, dacă

$$R_1 = R_2 = \frac{1}{C_1\omega} = \frac{1}{C_2\omega} = 20 \text{ k}\Omega ;$$

b) curentul ce trece prin om și tensiunea de atingere, dacă rezistențele de izolare ale fazelor sînt infinite și $C_1\omega = C_2\omega = 50\ \mu\text{S}$;

c) curentul prin muncitor și tensiunea de atingere, dacă rezistențele de izolare ale conductoarelor sînt $R_1 = R_2 = 20$ kΩ și capacitățile de serviciu ale rețelei sînt infinite ;

d) curentul prin muncitor și tensiunea de atingere în toate situațiile anterioare, dacă r_p este infinită ;

e) discuție.

REZOLVARE :

Fiind vorba de atingerea unei părți metalice care în mod normal nu este sub tensiune, valoarea rezistenței omului cu care se vor realiza calculele va fi $R_h = 3\,000\ \Omega$ (tabelul 8.1.1).

a) Curentul care trece prin om se va obține din expresia I_h menționată la cazul 2 (Anexa 8.1) ; introducîndu-se condiția cerută rezultă :

$$I'_h = \frac{2r_pU}{\sqrt{[4r_pR_h + (r_p + R_h)R_1]^2 + R_1^2(r_p + R_h)^2}} =$$

$$= \frac{2\cdot 4\cdot 220}{\sqrt{[4\cdot 4\cdot 3\,000 + 20\,000(4 + 30\,000)]^2 + [20\,000(4 + 3\,000)]^2}} = 2{,}07\cdot 10^{-5}\ \text{A}.$$

Tensiunea de atingere rezultă (relația 9.1.2) :

$$U'_a = R_hI'_h = 3\,000\cdot 2{,}07\cdot 10^{-5} = 0{,}0621\ \text{V}.$$

b) Pentru rezolvarea cerinței în acest caz se trece la limită relația lui I_h din cazul 2 cînd $R_1 = R_2$ tind la infinit, iar $C_1\omega = C_2\omega$ și se obține :

$$I''_h = \frac{r_p\omega C_1U}{\sqrt{(r_p + R_h)^2 + (2\omega C_1r_pR_h)^2}} = \frac{220\cdot 50\cdot 10^{-6}\cdot 4}{\sqrt{(4 + 3\,000)^2 + (2\cdot 50\cdot 10^{-6}\cdot 4\cdot 3\,000)^2}} =$$

$$= 1{,}465\cdot 10^{-5}\ \text{A},$$

iar tensiunea de atingere este :

$$U''_a = R_hI''_h = 3\,000\cdot 1{,}465\cdot 10^{-5} = 0{,}04395\ \text{V}.$$

c) Determinarea curentului ce trece prin om constă în trecerea la limită a curentului I_h din cazul 2 (Anexa 8.1), cînd $C_1\omega = C_2\omega$ și tind la infinit, iar $R_1 = R_2$ obținîndu-se astfel expresia :

$$I'''_h = \frac{r_pU}{R_1(r_p + R_h) + 2r_pR_h} = \frac{4\cdot 220}{20\,000(4 + 3\,000) + 2\cdot 4\cdot 3\,000} = 1{,}464\cdot 10^{-5}\ \text{A}$$

și tensiunea de stingere va fi :

$$U'''_a = R_hI'''_h = 3\,000\cdot 1{,}464\cdot 10^{-5} = 0{,}0439\ \text{V}.$$

d) Întreruperea firului de legătură dintre priza de pămînt și carcasa metalică a utilajului conduce la $r_p \to \infty$, iar curenții în aceste cazuri rezultă prin treceri la limită ale expresiilor lor de definiție și se vor obține :

— pentru cazul (a)

$$I'_{h(1)} = \frac{2U}{\sqrt{(4R_h + R_1)^2 + R_1^2}} = \frac{2\cdot 220}{\sqrt{(4\cdot 3\,000 + 20\,000)^2 + 20\,000^2}} = 0{,}012\ \text{A}$$

$$U'_{a(1)} = R_hI'_{h(1)} = 3\,000\cdot 0{,}012 = 36\ \text{V};$$

— pentru cazul (b)

$$I''_{h(1)} = \frac{\omega C_1U}{\sqrt{1 + (2\omega C_1R_h)^2}} = \frac{50\cdot 10^{-6}\cdot 3220}{\sqrt{1 + (2\cdot 50\cdot 10^{-6}\cdot 3\,000)^2}} = 0{,}0105\ \text{A}$$

$$U''_{a(1)} = R_hI''_{h(1)} = 3\,000\cdot 0{,}0105 = 31{,}5\ \text{V};$$

— pentru cazul (c)

$$I''_{h(1)} = \frac{U}{R_1 + 2R_h} = \frac{220}{20\,000 + 2 \cdot 3\,000} = 8{,}46 \cdot 10^{-3}\ \text{A},$$

$$U''_{a(1)} = R_h I''_{h(1)} = 3\,000 \cdot 8{,}46 \cdot 10^{-3} = 25{,}38\ \text{V}.$$

d) Comparîndu-se rezultatele anterioare reies următoarele concluzii:

— legarea la pămînt a utilajelor tehnologice este o măsură de protecție foarte eficace, dacă rezistența acesteia este bine realizată și de valoarea r_p bine aleasă;

— nelegarea la pămînt nu conduce totdeauna la curenți periculoși prin organism, aceștia fiind evident influențați de valoarea parametrilor circuitului atins, observîndu-se că rezistențele de izolație limitează preponderent curentul prin om;

— tensiunile de atingere sînt în majoritatea cazurilor sub limitele admise, acestea fiind puternic diminuate de legarea la pămînt.

Curenții prin priza de pămînt în primele trei cazuri se calculează cu:

— pentru cazul (a)

$$I'_p = \frac{R_h}{r_p} I'_h = \frac{3\,000}{4} \cdot 2{,}07 \cdot 10^{-5} = 0{,}0155\ \text{A};$$

— pentru cazul (b)

$$I'_p = \frac{R_h}{r_p} I''_h = \frac{3\,000}{4} \cdot 1{,}465 \cdot 10^{-5} = 0{,}01098\ \text{A};$$

— pentru cazul (c)

$$I'''_p = \frac{R_h}{r_p} I'''_h = \frac{3\,000}{4} \cdot 1{,}464 \cdot 10^{-5} = 0{,}01098\ \text{A}.$$

Valorile curenților prin priza de pămînt sînt sub valorile maxime care se iau în considerație la dimensionarea acesteia.

Aplicația 8.2.5. În timpul unor lucrări de revizie a carcasei metalice a unui motor electric monofazat, apare un defect de izolație netă la motor ($R_{iz} = 0$). Receptorul electric este alimentat dintr-o rețea cu neutrul izolat, avînd tensiunea la bornele sale $U = 220$ V (în timpul atingerii indirecte). Carcasa motorului este legată la pămînt printr-o priză de pămînt a cărei rezistență de dispersie este $r_p = 2\Omega$ (cazul 2 din Anexa 8.1). Rezistența amplasamentului este $R_a = 0$. Se cer:

a) curenții care trec prin om și prin priza de pămînt, precum și tensiunile de atingere în situațiile:

$$R_1 = R_2 = \frac{1}{C_1\omega} = \frac{1}{C_2\omega} = 10\ \text{k}\Omega\ ;\ \frac{1}{C_1\omega} = \frac{1}{C_2\omega} = 10\ \text{k}\Omega \text{ și } R_1,\ R_2 \text{ infinite};$$

$$R_1 = R_2 = 10\ \text{k}\Omega \text{ și } \frac{1}{C_1\omega}, \frac{1}{C_2\omega} \text{ infinite } (r_p = 2\Omega);$$

b) aceleași cerințe ca la punctul anterior în ipotezele: conductorul *1* se pune net la pămînt; conductorul *2* se pune net la pămînt ($r_p = 2\Omega$);

c) idem cu (b) pentru $r_p \to \infty$;

d) discuție.

REZOLVARE:

Fiindcă este cazul unei atingeri indirecte, din tabelul 8.1.1 se deduce $R_h = 3\,000\ \Omega$, iar pentru că se dă tensiunea la bornele motorului înseamnă că sînt valabile relațiile din cazul 2 al Anexei 8.1 anulîndu-se toți parametrii longitudinali ai rețelei.

a) Relațiile de calcul ale curenților care trec prin om sînt aceleași cu cele deduse la primele trei puncte ale problemei anterioare rezultînd:

— pentru $R_1 = R_2 = \frac{1}{C_1\omega} = \frac{1}{C_2\omega} = 10\ \text{k}\Omega$,

$$I'_h = \frac{2\cdot 2\cdot 220}{\sqrt{[1\cdot 2\cdot 3\,000 + 10\,000(2+3\,000)]^2 + [(2+3\,000)10\,000]^2}} = 2{,}072\cdot 10^{-5}\ \text{A},$$

$$I'_p = \frac{3\,000}{2}\cdot 2{,}072\cdot 10^{-5} = 0{,}0312\ \text{A},$$

$$U'_a = 3\,000\cdot 2{,}072\cdot 10^{-5} = 0{,}0622\ \text{V};$$

— pentru $\frac{1}{C_1\omega} = \frac{1}{C_2\omega} = 10\ \text{k}\Omega$ și $R_1 = R_2 \to \infty$

$$I''_h = \frac{2\cdot 10^{-4}\cdot 220}{\sqrt{(2+3\,000)^2 + (2\cdot 10^{-4}\cdot 2\cdot 3\,000)^2}} = 1{,}466\cdot 10^{-5}\ \text{A},$$

$$I''_p = \frac{3\,000}{2}\cdot 1{,}466\cdot 10^{-5} \approx 0{,}022\ \text{A},$$

$$U''_a = 3\,000\cdot 1{,}466\cdot 10^{-5} \approx 0{,}044\ \text{V};$$

— pentru $R_1 = R_2 = 10\ \text{k}\Omega$ și $C_1\omega = C_2\omega = 0$

$$I''_h = \frac{2\cdot 220}{10\,000\,(2+3\,000) + 2\cdot 2\cdot 3\,000} = 1{,}465\cdot 10^{-5}\ \text{A},$$

$$I''_p = \frac{3\,000}{2}\cdot 1{,}465\cdot 10^{-5} = 0{,}022\ \text{A},$$

$$U''_a = 3\,000\cdot 1{,}465\cdot 10^{-5} = 0{,}0439\ \text{V}.$$

Rezultatele anterioare sînt mult inferioare celor admisibile și deci omul nu se poate electrocuta grav.

b) Din conținutul acestei întrebări se deduc în total șase situații posibile (din care doar două distincte) mărimile cerute deducîndu-se din relațiile generale prin trecere la limită. Pentru fiecare situație rezultă:

— *conductorul R pus la pămînt* $\underline{Z}_1 = 0$ (din 8.1.4), $\frac{1}{C_1\omega} = R_2 = 10\ \text{k}\Omega$

$$I_{h(1)} = \frac{U}{R_h} = \frac{220}{3\,000} = 0{,}073\ \text{A};$$

$$I_{p(1)} = \frac{R_h}{r_p} I_{h(1)} = \frac{3\,000}{2}\cdot 0{,}073 = 109{,}5\ \text{A};$$

$U_{a(1)} = R_h I_{h(1)} = 3\,000\cdot 0{,}073 = 219 \approx 220$ V (eroare de rotunjire).

Aceleaşi rezultate se obţin şi pentru celelalte situaţii prezentate la punctul (a), deoarece punerea la pămînt a conductorului R implică aplicarea tensiunii de alimentare omului, oricare ar fi impedanţa transversală a conductorului atins atins NE ;

— *conductorul NE pus la pămînt* ($\underline{Z}_2 = 0$ definit cu relaţia 8.1.4), iar

$$R_1 = \frac{1}{C_1\omega} = 10 \text{ k}\Omega$$

$$I_{h(2)} = 0, \quad I_{p(2)} = 0, \quad U_{a(2)} = 0.$$

Punerea la pămînt a conductorului NE conduce şi în celelalte variante de parametri de la (a) la aceleaşi valori, deoarece punerea la pămînt scurtcircuitează omul.

c) Dacă r_p tinde la infinit, valorile curenţilor care trec prin om şi a tensiunii de atingere sînt aceleaşi ca la punctul anterior (c).

d) Se remarcă faptul că rezistenţa prizei de pămînt nu influenţează, în cazul punerilor la pămînt nete, curenţii care trec prin om, precum şi tensiunile de atingere aferentă. Ca urmare a acestei observaţii s-ar trage concluzia incorectă că priza de pămînt nu este eficientă. Dar dacă subliniem că de această dată curentul sursei a ajuns foarte mare, acesta poate fi sesizat cu automatizări specifice (protecţia PACD, PATA etc.) şi defectul poate fi eliminat prin întreruperea rapidă a alimentării cu energie electrică limitîndu-se efectele fiziologice ale curentului (şi alte efecte în echipamente din aval de atingere) care trece accidentul prin om.

Aplicaţia 8.2.6. Un electrician atinge din neatenţie unul dintre conductoarele neizolate ale reţelei electrice monofazate de alimentare dintr-un tablou electric de utilaj. Reţeaua electrică este cu neutrul pus la pămînt, avînd rezistenţa $R_p = 2\Omega$. Tensiunea la locul atingerii este $U = 230$ V. Parametrii transversali ai reţelei din aval de locul atingerii directe sînt : $R_1 = R_2 = \frac{2}{C_1\omega} = \frac{2}{C_1\omega} = 20$ kΩ. Electricianul stă pe un amplasament de rezistenţă nulă ($R_a = 0$). Se cere curentul prin om şi tensiunea de atingere pentru cazurile :

a) atingerea conductorului R (cazul 3 din Anexa 8.1) ;
b) atingerea conductorului NE (cazul 3 din Anexa 8.1) ;
c) situaţia de la (a) şi conductorul NE pus la pămînt ;
d) situaţia de la (b) şi conductorul R pus la pămînt ;
e) discuţia rezultatelor de la punctele anterioare.

REZOLVARE :

Deoarece atingerea este directă, din tabelul 8.1.1 se determină rezistenţa de calcul a omului $R_h = 1\,000\ \Omega$.

a) În această situaţie particularizîndu-se relaţia generală de calcul a curentului prin om rezultă :

$$I_{h(a)} = \frac{5R_pU}{\sqrt{[R_1(R_p + R_h) + 10R_pR_h]^2 + [2R_1(R_p + R_h)]^2}} =$$

$$= \frac{5\cdot 2\cdot 230}{\sqrt{[20\,000(2 + 1\,000) + 10\cdot 2\cdot 1000]^2 + [2\cdot 20\,000(2 + 1\,000)]^2}} = 0{,}051\cdot 10^{-3}\ \text{A}$$

și tensiunea de atingere, cu relația (8.1.2), este

$$U_{a(a)} = R_h I_{h(a)} = 1\,000 \cdot 0{,}051 = 51 \text{ mV} \ll 65 \text{ V}.$$

Valoarea curentului prin om este mult mai mică decît cea admisibilă.

b) Curentul care trece prin om este

$$I_{h(b)} = \frac{U\sqrt{(5R_p + R_1)^2 + 4R_1^2}}{\sqrt{[10R_pR_h + R_1(R_p + R_h)]^2 + 4R_1^2(R_p + R_h)^2}} =$$

$$= \frac{230 \cdot \sqrt{(5 \cdot 2 + 20\,000)^2 + 4 \cdot 20\,000^2}}{\sqrt{[10 \cdot 2 \cdot 1\,000 + 20\,000(2 + 1\,000)]^2 + 4 \cdot 20\,000^2(2 + 1\,000)^2}} = 0{,}229 \text{ A},$$

iar tensiunea de atingere

$$U_{a(b)} = R_h I_{h(b)} = 1\,000 \cdot 0{,}229 = 229 \text{ V}.$$

Valorile anterioare sînt mai mari decît cele admisibile, aspecte care obligă la considerarea unor măsuri suplimentare pentru protecția contra valorilor periculoase.

c) Această situație revine la trecerea la limită a curentului $\underline{I}_h$ prin anularea termenului $\underline{Z}_2$ în expresia generală de la cazul 3 (Anexa 8.1) și se obține :

$$I_{h(c)} = \frac{U}{R_h} = \frac{230}{1\,000} = 0{,}23 \text{ A}\ ;\ U_{a(c)} = 1\,000 \cdot 0{,}23 = 230 \text{ V},$$

valori care sînt inadmisibil de mari și se impun măsuri suplimentare de protecție.

d) Particularizîndu-se relația cazului 3 din Anexa 8.1, se obțin aceleași rezultate ca la (b), din aplicația 8.2.5.

e) În cazul rețelelor cu neutrul legat la pămînt, fără a se lua măsuri de protecție contra atingerilor directe, acestea se dovedesc a fi periculoase, iar totodată curenții absorbiți din SE de alimentare devin foarte intenși, elemente care permit sesizarea și luarea unor măsuri de limitare a duratei acestora și deci minimizarea pericolului de electrocutare gravă.

Aplicația 8.2.7. La revizia legăturilor electrice între un utilaj și priza de pămînt, un electrician atinge conductorul de legătură al prizei, moment în care, datorită solicitărilor motorului electric, se străpunge izolația sa. Știindu-se că rezistența defectului de izolație este $R_{iz} = 0$ și că electricianul stă pe un amplasament cu $R_a = 0$, se cer curenții prin om și tensiunea de atingere în ipotezele :

a) se străpunge izolația spre conductorul NE, cazul 4 Anexa 8.1 ;

b) se străpunge izolația spre conductorul R, cazul 4 Anexa 8.1 ;

c) situația (a) simultan cu conductorul NE pus la pămînt ;

d) situația (b) simultan cu conductorul R pus la pămînt ;

e) discuție.

Tensiunea la bornele receptorului în momentul atingerii este $U = 225$ V, iar rețeaua este cu neutrul pus la pămînt $R_p = 2{,}5\ \Omega$. Se știe că parametrii longitudinali sînt $R_1 = R_2 = \dfrac{1}{C_1\omega} = \dfrac{1}{C_2\omega} = 15\ \text{k}\Omega$ și carcasa utilajului este legată la o priză de pămînt $r_p = 4\ \Omega$.

REZOLVARE :

Deoarece s-a atins un element ce în mod normal nu este sub tensiune rezultă că $R_h = 3\,000\ \Omega$ (tabelul 8.1.1).

a) Particularizînd relațiile lui $\underline{I}_h$ și $\underline{I}_p$ din cazul menționat rezultă :

$$I_{h(a)} = \frac{Ur_pR_p}{\sqrt{\{4r_pR_pR_h + R_1(R_h + R_p)]\}^2 + R_1^2[R_p(r_p + R_h) + r_pR_h]^2}} =$$

$$= \frac{225 \cdot 2,5 \cdot 4}{\sqrt{\{4 \cdot 4 \cdot 2,5 \cdot 3\,000 + 15 \cdot 10^3[4 \cdot 3\,000 + 2,5(4 + 3\,000)]\}^2 + (15 \cdot 10^3)^2[2,5(4 + 3\,000) + 4 \cdot 23\,000]^2}} =$$

$$= 5,43 \cdot 10^{-6}\ \text{A} = 5,43\ \mu\text{A};$$

$$I_{p(a)} = \frac{R_h}{r_p} I_{h(a)} = \frac{3\,000}{4} \cdot 5,43 \cdot 10^{-6} = 4,07 \cdot 10^{-3}\ \text{V} = 4,07\ \text{mA};$$

$$U_{a(a)} = R_hI_{h(a)} = 3\,000 \cdot 5,43 \cdot 10^{-6} = 0,016\ \text{V} = 16\ \text{mV}.$$

b) Curenții prin om și prin priza de pămînt rezultă din cazul 4 al Anexei 8.1.

$$I_{h(b)} = \frac{I_{h(a)}}{R_p}\sqrt{(2R_p + R_1)^2 + R_1^2} = \frac{5,43 \cdot 10^{-6}}{2,5}\sqrt{(2 \cdot 2,5 + 15 \cdot 10^3)^2 + (15 \cdot 10^3)^2} =$$

$$= 0,046\ \text{A} = 46\ \text{mA};$$

$$I_{p(b)} = \frac{3\,000}{4} \cdot 0,046 = 34,5\ \text{A}; \quad U_{a(b)} = 3\,000 \cdot 0,046 = 138\ \text{V}.$$

c) În această situație se raționează ca la problema anterioară și mărimile cerute sînt :

$$I_{h(c)} = \frac{U}{R_h} = \frac{225}{1\,000} = 0,075\ \text{A} = 75\ \text{mA};$$

$$I_{p(c)} = \frac{U}{r_p} = \frac{225}{4} = 56,25\ \text{A};$$

$$U_{a(c)} = 3\,000 \cdot 0,075 = 225\ \text{V}.$$

d) Idem punctul (c).

e) Ultimele cazuri sînt cele mai periculoase din punctul de vedere al electrosecurității. Valorile curenților care trec prin om nu sînt influențate de rezistențele prizelor de pămînt (receptor, *SE*) fapt ce justifică analiza și luarea în considerație a unor măsuri suplimentare de protecție contra accidentelor prin electrocutare.

Aplicația 9.2.8. În momentul reviziei curente a stării legăturilor electrice între un utilaj (carcasa) și priza de pămînt, un muncitor atinge cordonul de legătură al prizei și produce un scurtcircuit net în interiorul acestuia. Presupunîndu-se că rezistența amplasamentului muncitorului este nulă, se cer curenții prin om și prin priza de pămînt a utilajului, precum și tensiunea de atingere în situațiile :

a) scurtcircuitul este între borna *R* și carcasă, cazul 5 al Anexei 8.1 ;

b) scurtcircuitul este între borna *NE* și carcasă, cazul 5 al Anexei 8.1 ;

c) pentru situația (a) simultan cu punerea la pămînt a conductorului *NE* ;

d) situația (b) simultan cu punerea la pămînt a conductorului l;

e) concluzii comparative ale rezultatelor punctelor anterioare.

Se presupun date și mărimile : tensiunea la bornele receptorului în momentul atingerii $U = 225$ V ; rețeaua este cu neutrul legat la pămînt prin $R_p = 2{,}5\ \Omega$; rezistența prizei de pămînt a receptorului $r_p = 4\ \Omega$; parametrii transversali ai rețelei din aval de locul atingerii $R_1 = R_2 = \frac{1}{C_1\omega} = \frac{1}{C_2\omega} = 20\ \text{k}\Omega$.

REZOLVARE :

Știindu-se că este cazul unei atingeri indirecte se precizează că rezistența de calcul a omului este $R_h = 3\,000\ \Omega$ (tabelul 8.1.1).

a) Prin concretizarea relațiilor cazului general menționat în această situație rezultă :

$$I_{h(a)} = \frac{2U/R_h}{\sqrt{[2 + R_1(1/R_p + 1/r_p + 1/R_h)]^2 + R_1^2(1/R_p + 1/r_p + 1/R_h)^2}} =$$

$$= \frac{2U/R_h}{\sqrt{[2 + 20\cdot10^3(1/2{,}5 + 1/4 + 1/3\,000)]^2 + [20\cdot10^3(1/2{,}5 + 1/4 + 1/3\,000)]^2}} =$$

$$= 8{,}15\cdot10^{-6}\ \text{A}$$

$$I_{p(a)} = \frac{3\,000\cdot8{,}15\cdot10^{-6}}{4} = 6{,}11\cdot10^{-3}\ \text{A} = 6{,}11\ \text{mA};$$

$$U_{a(a)} = 3\,000\cdot8{,}15\cdot10^{-6} = 0{,}0244\ \text{V} = 24{,}4\ \text{mV}.$$

b) Similar cu (a) ca procedeu, dar pentru figura din cazul 5 al Anexei 8.1 și rezultă că, datorită șuntului de impedanță nulă al nulului de protecție, curenții prin om și prin prizele de pămînt ale *SE* și utilajului, aceste mărimi sînt nule, motiv ce îndreptățește concluzia că în acest caz legarea la nul este extrem de eficientă din punctul de vedere al protecției contra tensiunilor accidentale periculoase.

c) În această situație, datorită particulatriății schemei, pentru $\underline{Z}_2$ (cu relația (8.1.4)) nul se obțin aceleași expresii de calcul ca la punctul (c) al problemei anterioare, iar rezultatele sînt :

$$I_{h(c)} = \frac{225}{3\,000} = 0{,}075\ \text{A};$$

$$I_{p(c)} = \frac{3\,000}{4}\cdot0{,}075 = 56{,}25\ \text{A};$$

$$U_{a(c)} = 3\,000\cdot0{,}075 = 225\ \text{V},$$

fiind imperios necesară o măsură suplimentară de protecție contra accidentelor prin electrocutare.

d) În acest caz, avîndu-se în vedere rezultatele punctului (b) al problemei se trage concluzia că legarea la nul a fost măsura cea mai eficientă pentru limitarea accidentelor prin electrocutare.

e) În concluzie nu totdeauna legarea la nulul de protecție, fără alte măsuri de protecție suplimentare, rezolvă problema securității personalului operand.

Aplicația 8.2.9. După deconectarea unei baterii de condensatoare monofazate, cu datele nominale: puterea nominală $Q_n = 150$ kvar; tensiunea nominală $U_n = 220$ V; $\text{tg}\,\delta = 0$, nu se introduc rezistențe de descărcare a acesteia și nici nu se aplică altă măsură tehnică de descărcare a ei. După un timp oarecare un operator dorește să o reconecteze la rețea, dar în timpul manevrei atinge direct ambele borne neizolate ale condensatorului, conduc astfel la accidentarea sa prin electrocutare. Bateria de condensatoare este încărcată la parametrii nominali și aparține unui circuit industrial. Rezistența amplasamentului omului este $R_a = 0$.

Dacă sarcina electrică care a produs electrocutarea este $q_n = 30$ mc, să se determine:

a) sarcina inițială q_0 (imediat înaintea atingerii directe) a condensatorului;

b) variația în funcție de timp a sarcinii electrice, $q = f(t)$;

c) timpul t_0 la care se produce accidentul prin electrocutare;

d) variația funcției de timp a curentului, precum și valoarea acestora la momentele $t = 0_+$, $t = t_0$.

REZOLVARE:

a) Ținîndu-se seama de relația de definiție a sarcinii electrice va rezulta pentru q_0 valoarea:

$$q_0 = \frac{Q_n}{\omega U_n} = \frac{150\,000}{100\cdot\pi\cdot 220} = 2{,}17 \text{ C}$$

b) Aplicăm relațiile de la schema situației 7 a Anexei 8.1 în condițiile: $\tau = 0$, $R = 0$ ($\text{tg}\,\delta = 0$), $R_e = R_h = 1\,000\ \Omega$ (atingere directă) rezultînd după integrarea acesteia relația:

$$q = q_0(1 - e^{-U_n t/q_0 R_h}) =$$

$$= 2{,}17(1 - e^{-220t/2170}) = 2{,}17(1 - e^{-t/9{,}865}) \quad [\text{C}].$$

c) Dacă în expresia anterioară se introduce $q = q_n$ se va obține pentru timpul t_0, la care se produce accidentul:

$$t_0 = -\frac{q_0 R_h}{U_n}\ln\frac{q_0 - q_n}{q_0} = -\frac{2{,}17\cdot 1\,000}{220}\ln\frac{2{,}17 - 0{,}03}{2{,}17} = 0{,}137 \text{ s}$$

Durata t_0 este extrem de scurtă; de aceea sînt strict necesare considerarea și aplicarea unor măsuri tehnice și organizatorice necesare pentru mărirea lui t_0, chiar în ipoteza unor condensatoare ideale ($\text{tg}\,\delta = 0$).

d) Expresia cerută este determinată direct din particularizarea relației din coloana 5 a cazului menționat și rezultă:

$$i_{h(t)} = \frac{U}{R_h} e^{-U_n t/q_0 R_h} = \frac{220}{1\,000} e^{-220t/2170} = 0{,}22 e^{-t/9{,}865} \quad [\text{A}].$$

Dacă în relația anterioară se dau variabilei temporale valorile menționate în cadrul acestei cerințe, rezultă:

$$i_{h(0+)} = 0{,}22 \text{ A}; \quad i_{h(t_0)} = 0{,}22 e^{-0{,}137/9{,}865} = 0{,}217 \text{ A}.$$

S-a remarcat că nu numai valoarea curentului este ceea ce produce electrocutarea gravă, ci și cantitatea de electricitate q_n, care s-ar putea obține cu valori prag mici față de cele admisibile.

Aplicația 8.2.10. O linie electrică aeriană cu tensiunea $U = 400$ kV (tensiune de linie) trece în apropierea unui gard metalic al unei construcții industriale (cazul 8 al Anexei 8.1). Știindu-se că: $h = 3$ m; $H = 20$ m; $a = 50$ m; $d = 0{,}025$ m să se calculeze tensiunea produsă electrostatic pe gardul metalic.

REZOLVARE:

Aplicîndu-se prima relație a situației menționate rezultă:

$$U_{es\ (P)} = \frac{400}{2\cdot\sqrt{3}} \frac{\ln\frac{(20+3)^2+50^2}{(20-3)^2+50^2}}{\ln\frac{4\cdot 20}{0{,}025}} = 1{,}181 \text{ kV}.$$

Comentairul rezultatului anterior impune imediat, ca măsură de protecție principală, scurtarea înălțimii gardului sau depărtarea liniei electrice cu încă 50 m gard (sau ambele măsuri aplicate simultan).

În cazul în care $a = 100$ m, potențialul gardului, la aceeași înălțime h, este:

$$U_{es}(P) = \frac{400}{2\sqrt{3}} \frac{\ln\frac{(20+3)^2+100^2}{(20-3)^2+100^2}}{\ln\frac{4\cdot 20}{0{,}025}} = 0{,}330 \text{ kV}.$$

Deci depărtarea obiectivelor industriale de construcțiile electromagnetice trebuie astfel aleasă, încît să fie îndeplinite normele minime de electrosecuritate.

Aplicația 8.2.11. O linie electrică aeriană de $U = 220$ kV (tensiune de linie) trece paralel în apropierea unei linii de telecomunicații. Curentul de defect maxim care trece prin linia de înaltă tensiune este $I = 3\,000$ A pentru o durată scurtă de timp. Dacă inductanța mutuală între cele două linii este $M = \frac{1}{\pi}\left[\frac{\text{mH}}{\text{km}}\right]$, să se calculeze tensiunea indusă prin inducție electromagnetică de linia de 220 kV în linia de telecomunicații (cazul 8 Anexa 8.1). Lungimea de paralelism este $x = 200$ m.

REZOLVARE:

Linia de înaltă tensiune aparține SEN (sistemului electroenergetic național), avînd deci $\omega = 100\,\pi$, iar I are aceeași pulsație. Tensiunea indusă electromagnetic, în modul, este:

$$U_{em} = 100\pi\,\frac{10^{-3}}{\pi}\cdot 0{,}2\cdot 3\,000 = 60 \text{ V}.$$

Comentîndu-se rezultatul anterior se trage concluzia că se pot admite paralelisme între diferite circuite electrice, astfel încît funcționarea lor să fie cvasiindependentă.

Aplicaţia 8.2.12. O conductă metalică lungă, destinată alimentării cu apă a unei zone industriale, are: lungimea $l = 2$ km, $r = 0{,}4$ Ω/km şi $r_{p0} = 0{,}3$ Ω/km. Conducta trece în zona de influenţă a unei prize de pămînt (cazul 9 Anexa 8.1). Se cer:

a) raportul dintre tensiunile capetelor conductei;

b) dacă un operator atinge accidental indirect unul din capetele conductei, iar în momentul atingerii capătului de intrare al curenţilor este supus la tensiune $U_A = 100$ V (prin influenţă), să se determine curentul prin operator dacă atinge fiecare capăt, în parte, al conductei, pe un amplasament cu $R_a = 0$.

REZOLVARE:

a) Dacă în expresia $U(x)$ a cazului 9 (Anexa 8.1) se face succesiv $x = 0$ şi $x = l$ se vor obţine tensiunile capetelor U_A (iniţial), U_B respectiv final, raportul celor două mărimi este:

$$k = \frac{U_B}{U_A} = \frac{1}{\operatorname{ch} l\sqrt{r/r_{p0}}} = \frac{1}{\operatorname{ch}(2\sqrt{0{,}4/0{,}3})} = 0{,}197$$

b) Cunoscîndu-se raportul la calculat anterior rezultă tensiunea punctului $B(U_A = 100\text{ V})$;

$$U_B = kU_A = 0{,}197 \cdot 100 = 19{,}7\text{ V}.$$

Curenţii ce trec prin operator se calculează ştiind că rezistenţa operatorului (atingere indirectă) este de $R_h = 3\,000$ Ω, rezultînd:

— atingerea capătului A

$$I_h' = \frac{U_A}{R_h} = \frac{100}{3\,000} = 0{,}033\text{ A};$$

— atingerea capătului B

$$I_h'' = \frac{U_B}{R_h} = \frac{19{,}7}{3\,000} = 6{,}57 \cdot 10^{-3}\text{ A}.$$

Comentîndu-se rezultatele anterioare este necesar ca în cazul atingerii capătului A să se ia măsuri de evitare a accidentelor prin electrocutare, aspect care se poate rezolva prin punerea capătului A la pămînt printr-o rezistenţă cît mai mică, pentru a limita valoarea U_A mare dată prin influenţă de o priză de pămînt vecină, traseului conductei.

Aplicaţia 8.2.13. Pentru verificarea prezenţei tensiunii pe barele unei staţii electrice de medie tensiune cu neutrul izolat, se utilizează un indicator de tensiune.

Să se calculeze rezistenţa minimă de izolaţie R_i a indicatorului de tensiune astfel ca la utilizarea sa să nu se producă accident prin electrocutare, dacă se admit ipotezele: tensiunea maximă pe bare este $U = 22$ kV, se foloseşte indicatorul fără mănuşi electroizolante, rezistenţa amplasamentului operatorului $R_a = 0$ (cazul 1, Anexa 8.1).

REZOLVARE:

Întrucît este atins un conductor care în mod normal are tensiune, se precizează că rezistenţa de calcul a omului este $R_h = 1\,000$ Ω, iar curentul admisibil este $I_{h\,ad} = 10$ mA (v. tabelul 8.1.1).

Din relația (8.1.12) se calculează rezistența minimă care nu poate conduce la electrocutare gravă, egalîndu-l pe I_h cu $I_{h\,ad}$ rezultînd astfel:

$$R_i = \frac{U}{I_{h\,ad}} - R_h = \frac{22\ 000}{10^{-2}} - 1\ 000 = 2{,}199 \cdot 10^6\ \Omega = 2{,}199\ \text{M}\Omega.$$

Rezistența de izolație R_i este numită minimă, pentru cea mai defavorabilă situație de electrocutare accidentală dar care să nu fie periculoasă pentru operand.

Aplicația 8.2.14. Atingerea directă a unei faze într-un circuit trifazat cu neutrul izolat, care alimentează un receptor industrial, a condus la electrocutarea unui operator. După incident s-au măsurat parametrii: perditanța totală $G = 10^{-5}$ S și capacitatea de serviciu $C = 31{,}831$ nF.

Dacă tensiunea maximă a rețelei la locul atingerii este $U = 400$ V, se cer:

a) curentul prin om în cazul menționat, știindu-se că locul de muncă este periculos;

b) curentul maxim prin operator în condițiile de la (a) dacă simultan se pune la pămînt o fază neatinsă.

Amplasamentul are rezistență neglijabilă.

REZOLVARE:

Situația prezentată este un caz particular al primului caz din Anexa 8.2, iar rezistența de calcul a omului este de 1 000 Ω (tabelul 8.1.1).

a) în acest caz

$$I_h = \frac{\sqrt{3}\,U\sqrt{G^2 + \omega^2 C^2}}{\sqrt{(1 + 3R_hG)^2 + 9R_h^2\omega^2 C^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 400\sqrt{(10^{-5})^2 + (100\pi \cdot 31{,}831 \cdot 10^{-9})^2}}{\sqrt{(1 + 3 \cdot 1\ 000 \cdot 10^{-5})^2 + 9 \cdot 1\ 000^2\ (100\pi)^2 (31{,}831 \cdot 10^{-9})^2}} = 0{,}0095\ \text{A},$$

iar tensiunea de atingere

$$U_a = 1\ 000 \cdot 0{,}0095 = 9{,}5\ \text{V}.$$

b) curentul maxim prin operator se obține cînd se pune la pămînt simultan una dintre fazele neatinse (S sau T), rezultînd

$$I_h = \frac{U}{R_h} = \frac{400}{1\ 000} = 0{,}4\ \text{A} > 10\ \text{mA}$$

și tensiunea de atingere U_a

$$U_a = 1\ 000 \cdot 0{,}4 = 400\ \text{V}.$$

Deci operatorul atingînd faza R simultan cu punerea la pămînt a fazei S a fost electrocutat mortal.

Aplicația 9.2.15. Ca urmare a îmbătrînirii izolației unui motor trifazat, o înfășurare a făcut contact cu carcasa metalică, pe care a pus-o sub tensiune. Rezistența izolației defecte este $R_{iz} = 40$ Ω. Caracasa motorului este legată la pămînt printr-o rezistență de dispersie r_p. Rețeaua de alimentare are neutrul

izolat, iar tensiunea la bornele motorului în momentul atingerii indirecte este $U = 500$ V. Totodată, parametrii transversali ai reţelei sînt infiniţi. Se cere valoarea rezistenţei prizei de pămînt în următoarele situaţii:

a) atingerea indirectă a conductorului R, cazul 2, Anexa 8.2;

b) idem (a) simultan cu punerea la pămînt netă a fazei S;

c) discuţia rezultatelor de la punctele anterioare.

REZOLVARE:

Deoarece atingerea este indirectă $R_h = 3\,000$ Ω şi curentul $I_{h\,ad} = 10$ mA (tabelul 8.1.1).

a) Exprimîndu-se curentul I_h al situaţiei generale (cazul 2, Anexa 8.2) rezultă pentru rezistenţa prizei de pămînt a motorului expresia

$$r'_p = \frac{R_h R_{iz}}{\dfrac{U}{\sqrt{3}\, I_{had}} - (R_h + R_{iz})} = \frac{3\,000 \cdot 40}{\dfrac{500}{\sqrt{3} \cdot 10^{-2}} - (40 + 3\,000)} = 4{,}65\ \Omega.$$

Pentru această valoare a rezistenţei prizei de pămînt tensiunea de atingere este:

$$U'_a = 3\,000 \cdot 10^{-2} = 30\ \text{V}.$$

Comparaţia valorii U'_a cu limita admisibilă corespunzătoare va rezulta că omul va fi electrocutat mortal.

b) Pentru această situaţie rezistenţa necesară pentru priza de pămînt:

$$r''_p = \frac{R_h R_{iz}}{\dfrac{U}{I_{had}} - (R_h + R_{iz})} = \frac{3\,000 \cdot 40}{\dfrac{500}{10^{-2}} - (40 + 3\,000)} = 2{,}55\ \Omega,$$

iar tensiunea de atingere este egală cu 30 V, calculată ca la punctul anterior.

c) Dintre valorile rezistenţei prizei de pămînt se va prefera cea mai mică, adică r''_p, deoarece aceasta oferă garanţia unei protecţii ridicate la cea mai periculoasă situaţie (punerea la pămînt a unei faze neimplicate direct în atingerea accidentală). Totodată această selecţie are implicaţii economice mai importante, deoarece o rezistenţă de priză de pămînt scăzută este mai costisitoare din punct de vedere economic.

Aplicaţia 8.2.16. Un operator atinge accidental o fază a unei reţele electrice trifazate cu neutrul izolat. Parametrii transversali ai reţelei sînt: $R = 10$ kΩ, $\omega C = 100$ μS. Tensiunea la locul atingerii este $U = 380$ V. Operatorul stă pe un amplasament cu rezistenţa $R_a = 0$. Cunoscîndu-se rezistenţa prizei de pămînt a prizei de pămînt $R_p = 2$ Ω, se cer:

a) curentul prin operator I_h;

b) acelaşi lucru de la (a) dar cu punerea simultană a conductorului *2* la pămînt.

REZOLVARE:

Din tabelul 8.1.1 rezultă rezistenţa $R_h = 1\,000$ Ω.

a) În acest caz, care este o situaţie particulară a cazului 3 din Anexa 8.2, curentul prin operator va fi:

$$I_h = \frac{U}{\sqrt{3}\, R_h} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 1\,000} = 0{,}22\ \text{A} > 10\ \text{mA};$$

b) La punerea la pămînt a conductorului *2* curentul va fi maxim şi egal cu

$$I_h = \frac{U}{R_h} = \frac{380}{1\,000} = 0{,}38 \text{ A} < 10 \text{ mA}.$$

Aplicaţia 8.2.17. În timpul operaţiei de întreţinere a unui utilaj tehnologic în funcţiune (cazul 4, Anexa 8.2) este atinsă carcasa metalică a sa, care este legată la pămînt printr-o rezistenţă $r_p = 4\ \Omega$. În cursul acestei activităţi apare un defect de izolaţie net ($R_{iz} = 0$). Tensiunea la locul atingerii este $U = 380$ V. Reţeaua de alimentare este cu neutrul legat la pămînt printr-o priză de pămînt $R_p = 2\ \Omega$ şi are parametrii longitudinali neglijabili (pe tot parcursul ei), iar parametrii transversali sînt egali cu: $R = 10^4\ \Omega$, $C\omega = 100\ \mu$S. Amplasamentul are rezistenţa nulă. Să se calculeze curenţii prin om şi prin instalaţia de legare la pămînt, în situaţiile:

a) atingerea carcasei;

b) situaţia (a) simultan cu punerea la pămînt a fazei *S*.

REZOLVARE:

Rezistenţa de calcul a omului este de 3 000 Ω.

a) Curentul prin om I_h este:

$$I_h = \frac{U}{\sqrt{3}\,R_p} \cdot \frac{\sqrt{(1/R_p + 3/R)^2 + 9\omega^2C^2}}{\sqrt{(1/R_p + 1/r_p + 1/R_h + 3/R)^2 + 9\omega^2C^2}} =$$

$$= \frac{380}{\sqrt{3}\cdot 1\,000} \cdot \frac{\sqrt{(1/2 + 3/10\,000)^2 + 9(100\cdot 10^{-6})^2}}{\sqrt{(1/2 + 1/4 + 1/1\,000 + 3/10\,000)^2 + 9(100\cdot 10^{-6})^2}} = 0{,}146 \text{ A} > 10 \text{ mA},$$

iar prin instalaţia de legare la pămînt

$$I_p = \frac{1\,000}{4}\cdot 0{,}146 = 36{,}5 \text{ A};$$

$$I'_p = \frac{U}{\sqrt{3}\,R_p} \cdot \frac{1/R_h + 1/r_p}{\sqrt{(1/R_p + 1/r_p + 1/R_h + 3/R)^2 + 9\omega^2 C^2}} =$$

$$= \frac{380}{\sqrt{3}\cdot 2} \cdot \frac{1/1\,000 + 1/4}{\sqrt{(1/2 + 1/4 + 1/1\,000 + 3/10\,000)^2 + 9(100\cdot 10^{-6})^2}} = 36{,}65 \text{ A}.$$

b) La punerea la pămînt a fazei *S* (sau *T*) valorile anterioare devin:

$$I_h = \frac{U}{R_h} = \frac{380}{1\,000} = 0{,}38 \text{ A} > 10 \text{ mA};$$

$$I_p = \frac{1\,000}{4} 0{,}38 = 95 \text{ A};$$

$$I'_p = \frac{U}{\sqrt{3}R_p} = \frac{380}{\sqrt{3}\cdot 2} = 109{,}70 \text{ A}.$$

Din compararea rezultatelor reiese că punerea la pămînt măreşte riscul de accident prin electrocutare şi ridică solicitările instalaţiei de legare la pămînt, făcînd posibilă luarea unor măsuri mai eficiente de protecţie.

Aplicația 8.2.18. Aceleași date și cerințe de la problema anterioară, doar că s-a realizat protecția prin legare la nul (cazul 5, Anexa 8.2).

REZOLVARE :

Rezistența de calcul a omului este 3 000 Ω.

Mărimile cerute derivă din relațiile generale prin particularizarea unor parametri.

În cazul atingerii carcasei metalice, celelalte conductoare (S, T) neafectate, rezultă :

$$I_h = \frac{\dfrac{U\sqrt{3}}{R_h}}{\sqrt{\left(3 + \dfrac{R}{R_h} + \dfrac{R}{R_p} + \dfrac{R}{r_p}\right)^2 + 9(\omega C R)^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3}\cdot 380/3\,000}{\sqrt{(3 + 10^4/3\,000 + 10^4/4 + 10^4/2)^2 + 9(100\cdot 10^{-9}\cdot 10\,000)^2}} = 2{,}92\cdot 10^{-5},\ \mathrm{A} < 10\ \mathrm{mA};$$

$$I_p = \frac{R_h}{r_p}\, I_h = \frac{3\,000}{4}\cdot 2{,}92\cdot 10^{-5} = 0{,}022\ \mathrm{A};$$

$$I'_p = \frac{R_h}{R_p}\, I_h = \frac{3\,000}{2}\cdot 2{,}92\cdot 10^{-5} = 0{,}044\ \mathrm{A}.$$

În cazul punerii la pămînt a conductorului S (sau T) simultan cu atingerea conductorului R, vor rezulta :

$$I_h = \frac{U}{\sqrt{3}\,R_h} = \frac{380}{\sqrt{3}\cdot 3\,000} = 0{,}073\ \mathrm{A} > 10\ \mathrm{mA};$$

$$I_p = \frac{U}{\sqrt{3}\,r_p} = \frac{380}{4\sqrt{3}} = 55\ \mathrm{A};$$

$$I'_p = \frac{U}{\sqrt{3}\,R_p} = \frac{380}{2\sqrt{3}} = 110\ \mathrm{A}.$$

Aplicația 8.2.19. De la un tablou de distribuție al unui atelier de reparații, se alimentează două utilaje identice, conectate între ele și la tablou cu legături foarte scurte. Utilajele au carcasele metalice legate la nulul de protecție și la cîte o priză de pămînt a căror rezistență de dispersie este $r_{p1} = r_{p2} = 4$ Ω. Rețeaua de alimentare este cu neutrul legat la pămînt printr-o priză de rezistență $R_p = 2$ Ω și are tensiunea nominală $U_n = 380$ V (ultimul caz Anexa 8.2).

În cursul operației de curățire a caracsei primului utilaj au loc defecte ohmice simultane la cele două utilaje, pe faze diferite ($R_{iz,R} = R_{iz,S} = R_{iz} = 100$ Ω).

Să se calculeze curenții prin om și prin instalația de punere la pămînt, dacă amplasamentul omului are rezistența $R_a = 0$, iar rețeaua are parametrii transversali infiniți.

Tensiunea în momentul incidentelor este $U = 400$ V.

REZOLVARE:

Rezistența de calcul a omului este de 3 000 Ω.

Relațiile generale de la ultima situație din Anexa 8.2, în condițiile problemei devin:

— curentul prin muncitor

$$I_h = \frac{U/\sqrt{3}R_h}{2 + R_{iz}(2/r_{p1} + 1/R_h)} = \frac{380/\sqrt{3}\cdot 3\,000}{2 + 100(2/4 + 1/3\,000)} = 0{,}0014 \text{ A} < 10 \text{ mA};$$

— curenții prin prizele de pămînt ale utilajelor

$$I_{p_1} = I_{p_2} = \frac{R_h I_h}{r_{p1}} = \frac{3\,000}{4}\cdot 0{,}0014 = 1{,}05 \text{ A};$$

— curentul prin priza de pămînt a sistemului

$$I'_p = \frac{U(2/r_{p1} + 1/R_h)/\sqrt{3}}{2 + R_{iz}(2/r_{p1} + 1/R_h)} = \frac{380(2/4 + 1/3\,000)/\sqrt{3}}{2 + 100(2/4 + 1/3\,000)} = 2{,}10 \text{ A}.$$

Menționăm că pentru $R_{iz} \to 0$, problema degenerează, transformîndu-se într-un scurtcircuit bifazat cu punere la pămînt, care se soluționează în alt mod decît cel prezentat anterior.

Aplicația 8.2.20. Într-un sol de rezistivitate $\rho = 200$ Ωcm se realizează o priză de pămînt singulară semisferică de rază $r = 25$ cm (cazul 1 Anexa 8.3). Se cer:

a) rezistența prizei de pămînt r_p;

b) potențialul U_k într-un punct k aflat la distanța $R = 2$ m de centrul prizei, dacă prin priză trece curentul $I_p = 1\,000$ A;

c) coeficientul de atingere k_a pentru punctul k;

d) coeficientul de pas maxim $k_{pas\ max}$ (lungimea pasului $s = 0{,}8$ m)

REZOLVARE:

Se aplică relațiile de calcul prevăzute în Anexa 8.3:

a) rezistența de dispersie a prizei de pămînt r_p

$$r_p = \frac{\rho}{2\pi r} = \frac{200}{2\pi 25} = 1{,}273 \ \Omega;$$

b) potențialul U_k în punctul k este:

$$U_k = \frac{\rho I_p}{2\pi R} = \frac{200\cdot 1\,000}{2\pi 200} = 159{,}155 \text{ V} > 65 \text{ V};$$

c) coeficientul de atingere k_a pentru situația de la (b) va fi

$$k_a = 1 - \frac{25}{200} = 0{,}875;$$

d) $k_{pas\ max}$ — coeficientul de pas maxim este

$$k_{pas\ max} = \frac{0{,}8}{0{,}25 + 0{,}8} = 0{,}762.$$

Aplicația 8.2.21. Aceleași cerințe și date ca la aplicația 8.2.2, dar pentru electrod sferic îngropat la adîncimea $h = 0{,}8$ m.

REZOLVARE :

Se aplică relațiile de la cazul 2 Anexa 8.3 și rezultă :

— rezistența prizei de pămînt r_p

$$r_p = \frac{200}{2\pi 25}\left(1 + \frac{0{,}25}{2\cdot 0{,}8}\right) = 1{,}472\ \Omega\ ;$$

— potențialul punctului k

$$U_k = \frac{200\cdot 10^{-2}\cdot 1\,000}{2\pi\sqrt{0{,}8^2 + 2^2}} = 147{,}772\ \text{V}\ ;$$

— coeficientul de atingere k_a

$$k_a = 1 - \frac{4\cdot 0{,}25\cdot 0{,}8}{(2\cdot 0{,}8 + 0{,}25)\sqrt{0{,}8^2 + 2^2}} = 0{,}799\ ;$$

— coeficientul de pas maxim $k_{pas\ max}$

$$k_{pas\ max} = \frac{4\cdot 0{,}25\cdot 0{,}8}{2\cdot 0{,}8 + 0{,}25}\left[\frac{1}{0{,}8} - \frac{1}{\sqrt{0{,}8^2 + 2^2}}\right] = 0{,}158.$$

Aplicația 8.2.22. În teren arabil se construiește o priză de pămînt singulară din electrozi de secțiune circulară de lungime $l = 2{,}5$ m și de diametru $d = 6$ cm. Se cer :

a) rezistența de dispersie a prizei dacă electrodul are : capătul superior la suprafața solului, capătul inferior la adîncimea $q = 0{,}5$ m ;

b) potențialul într-un punct k aflat la distanța $R = 3$ m de axul prizei știind că prin priza de pămînt trece un curent de scurtcircuit $I_p = 1\,500$ A în ambele situații de punctul (a) ;

c) coeficientul de atingere k_a pentru punctul k, în cele două variante de la (a) ;

d) coeficientul de pas maxim $k_{pas\ max}$ în condițiile de la (a).

REZOLVARE :

Rezistivitatea de calcul este $\rho = 550\ \Omega$m.

În cazul electrodului cu capătul superior la suprafața solului (cazul 3, Anexa 8.3) necunoscutele au valorile :

a) $r_p = 0{,}366\ \dfrac{500}{2{,}5} \lg \dfrac{2\cdot 2{,}5}{0{,}03} = 162{,}64\ \Omega\ ;$

b) $U_k = 0{,}366\ \dfrac{500\cdot 1\,500}{2{,}5} \lg \dfrac{2\cdot 2{,}5}{3} = 24\,358{,}99\ \text{V}\ ;$

c) $k_a = 1 - \dfrac{\lg 2\cdot 2{,}5 - \lg 3}{\lg 2\cdot 2{,}5 - \lg 0{,}03} = 0{,}90\ ;$

d) $k_{pas\ max} = \dfrac{\lg(0{,}003 + 0{,}8) - \lg 0{,}8}{\lg 2\cdot 2{,}5 - \lg 0{,}03} = 7{,}19\cdot 10^{-3}.$

La folosirea electrodului cilindric îngropat la $q = 0{,}5$ m (cazul 4, Anexa 8.3) rezultă :

a) $r_p = 0{,}366 \frac{500}{2{,}5}\left(\lg\frac{2{,}5}{0{,}03} + \frac{1}{2}\lg\frac{4(0{,}5 + 1{,}25) + 2{,}5}{4(0{,}5 + 1{,}25) - 2{,}5}\right) = 152{,}48 \ \Omega$;

b) $U_k = 0{,}366 \frac{500 \cdot 1{,}500}{2{,}5}\lg\frac{2\sqrt{(0{,}5 + 1{,}25)^2 + 3^2} + 2{,}5}{2\sqrt{(0{,}5 + 1{,}25)^2 + 3^2} - 2{,}5} = 35\,933{,}92 \ \text{V}$;

c) $$k_a = 1 - \frac{\lg\frac{2\sqrt{(0{,}5 + 1{,}25)^2 + 3^2} + 2{,}5}{2\sqrt{(0{,}5 + 1{,}25)^2 + 3^2} - 2{,}5}}{\lg\frac{2{,}5}{0{,}03} + \frac{1}{2}\lg\frac{4(0{,}5 + 1{,}25) + 2{,}5}{4(0{,}5 - 1{,}25) - 2{,}5}} = 0{,}843 ;$$

d) $$k_{pas\ max} = \frac{0{,}173 \cdot 0{,}8 \cdot 2{,}5}{\left(0{,}5 + \frac{2{,}5}{2}\right)^2 \lg\frac{2{,}5}{0{,}03}\sqrt{1 + \frac{2{,}5}{2(0{,}5 + 1{,}25)}}} = 0{,}055.$$

Aplicația 8.2.23. Să se calculeze rezistența de dispersie a unei prize de pămînt confecționată dintr-o placă metalică de suprafață $S = 100$ m², amplasată în rocă bazaltică, dacă : placa este amplasată vertical la adîncimea $h = 25$ m (cazul 5, Anexa 8.3) ; electrodul placă este plasat orizontal la suprafața solului (cazul 6, Anexa 8.3).

REZOLVARE :

Rezistivitatea solului este $\rho = 10^4$ Ωm, iar rezistențele prizelor de pămînt sînt :

— *placă verticală îngropată :*

$$r_p = \frac{10\,000}{8\sqrt{\frac{100}{\pi}}}\left(1 + \frac{2}{\pi}\arcsin\sqrt{\frac{100/\pi}{4 \cdot 25^2 + 100/\pi}}\right) = 237{,}405 \ \Omega ;$$

— *placă orizontală la suprafața solului :*

$$r_p = 0{,}444 \frac{10\,000}{\sqrt{100}} = 444 \ \Omega.$$

Din comparația celor două valori rezultă că îngroparea electrodului micșorează rezistența de dispersie a prizei de pămînt.

Aplicația 2.8.24. La construcția unei prize de pămînt singulare se folosește electrod de secțiune circulară de diametru $d = 5$ cm și de lungime $l = 4$ m, priza realizîndu-se în humă vînătă cu conținut de fier. Se cer, pentru cazurile cînd priza de pămînt este orizontală la suprafața solului (cazul 7, Anexa 8.3) sau la adîncimea $q = 4{,}5$ m în sol (cazul 8, Anexa 8.3) :

a) rezistența de dispersie a prizei de pămînt ;

b) potențialul pentru punctul k aflat la distanța $R = 5$ m, dacă curentul prin priză este $I_p = 2\,000$ A ;

c) coeficientul de atingere în punctul k ;

d) coeficientul de pas maxim.

REZOLVARE:

Rezistivitatea de calcul a solului $\rho = 100\ \Omega$. Aplicînd relațiile din Anexa 8.3 rezultă:

— cazul electrodului orizontal la suprafața solului (cazul 7):

a) $r_p = 0{,}732\ \frac{100}{4} \lg \frac{4}{0{,}025} = 20{,}168\ \ \Omega$;

b) $U_k = 0{,}366\ \frac{100 \cdot 2\,000}{4} \lg \frac{\sqrt{4 \cdot 5^2 + 4^2} + 4}{\sqrt{4 \cdot 5^2 + 4^2} - 4} = 6\,199{,}68\ \ V$;

c) $k_a = 1 - \frac{\lg(\sqrt{4 \cdot 5^2 - 4^2} + 4) - \lg(\sqrt{4 \cdot 5^2 + 4^2} - 4)}{2(\lg 4 - \lg 0{,}025)} = 0{,}923$;

d) $k_{pas\ max} = \frac{\lg\sqrt{0{,}8 \cdot 4} - \lg 0{,}025}{\lg 4 - \lg 0{,}025} = 0{,}956.$

— în cazul electrodului orizontal îngropat la adîncimea $q = 4{,}5$ m

a) $r_p = 0{,}366\ \frac{100}{4} \lg \frac{4^2}{0{,}025 \cdot 4{,}5} = 19{,}70\ \ \Omega$;

b) $U_k = 0{,}366\ \frac{100 \cdot 2\,000}{4} \lg \frac{2\sqrt{4{,}5^2 + 5^2} + 4}{2\sqrt{4{,}5^2 + 5^2} - 4} = 4\,873{,}06\ \ V$;

$$k_a = 1 - \frac{\lg \frac{2\sqrt{4{,}5^2 + 5^2} + 4}{2\sqrt{4{,}5^2 + 5^2} - 4}}{\lg \frac{4^2}{2 \cdot 0{,}025 \cdot 4{,}5}} = 0{,}856\ ;$$

$$k_{pas\ max} = \frac{1}{\lg \frac{4^2}{2 \cdot 0{,}025 \cdot 4{,}5}} \left[\lg \frac{2\sqrt{4{,}5^2 + 0{,}8^2} + 4}{2\sqrt{4{,}5^2 + 0{,}8^2} - 4} - \lg \frac{2 \cdot 4{,}5 + 4}{2 \cdot 4{,}5 - 4} \right] = 3{,}99 \cdot 10^{-3}.$$

Se observă că ultimul tip de electrod oferă un grad mai sporit de electrosecuritate, însă este mai scumpă decît soluția anterioară.

Aplicația 8.2.25. La construcția unui obiectiv industrial așezat pe teren arabil, se realizează o priză de pămînt inelară de diametru $D = 4$ m din sîrmă rotundă de diametru $d = 8$ cm. Să se calculeze rezistența de dispersie a prizei de pămînt dacă inelul este la suprafața solului sau la adîncimea $q = 1$ m (cazurile 9, 10, Anexa 9.3).

REZOLVARE:

Rezistivitatea de calcul a solului este $\rho = 500\ \Omega$m, iar rezistențele de dispersie pentru fiecare caz în parte sînt:

— inel orizontal la suprafața solului

$$r_p = 0{,}732\ \frac{500}{\pi 4} \lg \frac{4\pi 4}{0{,}04} = 90{,}266\ \ \Omega\ ;$$

— inel orizontal îngropat la adîncimea $q = 1$ m

$$r_p = 0{,}366 \frac{500}{\pi 4} \lg \frac{2 \cdot \pi^2 \cdot 4^2}{0{,}04 \cdot 1} = 56{,}756\ \ \Omega.$$

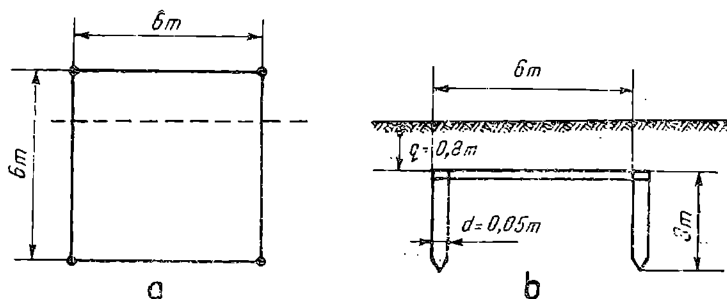


Fig. 8.2.2. Dispoziția electrozilor prizei de pămînt :
a — orizontali ; *b* — verticali.

Aplicația 8.2.26. Să se calculeze rezistența de dispersie a prizei de pămînt pentru un punct de alimentare de 10 kV, formată din $n = 4$ electrozi verticali (țăruși) conectați între ei cu platbandă de 4×50 mm². Terenul este argilos, iar dispoziția prizei este dată în fig. 8.2.2.

REZOLVARE :

Se calculează mai întîi rezistența de dispersie a fiecărui tip de electrod astfel :

— pentru țăruși (electrozi verticali) se aplică relația din cazul 4 al Anexei 8.3 rezultînd rezistența țărușului r_t

$$r_t = 0{,}366 \frac{800}{2\pi 3}\left(\lg\frac{3}{0{,}025} + \frac{1}{2}\lg\frac{4\left(\frac{3}{2}+0{,}8\right)+3}{4\left(\frac{3}{2}+0{,}8\right)-3}\right) = 34{,}58\ \Omega ;$$

— pentru electrozii bandă de legătură se utilizează relația din cazul 8, Anexa 8.3, rezultînd rezistența unei benzi r_b (cu echivalențele din tabelul 8.1.9)

$$r_b = 0{,}366\frac{800}{6}\lg\frac{6^2}{0{,}025\cdot 0{,}8} = 158{,}86\ \Omega.$$

În continuare se determină rezistența echivalentă a electrozilor verticali cu relația (8.1.13) considerînd pentru n = 4 electrozi verticali $u_v = 0{,}75$ din tabelul 8.1.8 (pentru $a_1/l = 2$) și pentru cei verticali $u_0 = 0{,}55$ din același tabel (pentru $a_1/l = 2$). Astfel :

— pentru priza verticală

$$R_{pv} = \frac{r_t}{4\cdot u_v} = \frac{34{,}58}{4\cdot 0{,}75} = 11{,}53\ \Omega ;$$

— pentru priza orizontală

$$R_{p0} = \frac{r_b}{4u_0} = \frac{158{,}86}{4\cdot 0{,}5} = 72{,}21\ \Omega.$$

În absența altor rezistențe de prize de pămînt (materiale sau de dirijare a distribuției potențialelor) relația (8.1.13) devine:

$$R_p = \frac{R_{pv} \cdot R_{po}}{R_{pv} + R_{po}} = \frac{11,53 \cdot 72,21}{11,53 + 72,21} = 9,942 \ \Omega.$$

Aplicația 8.2.27. Într-un atelier de reparații auto, cu dimensiunile în plan 90×42 m², cel mai mare receptor este un motor asincron cu pornire directă. Circuitul de alimentare este realizat dintr-un cablu ACYY 3×16 mm² și este protejat cu siguranțe fuzibile de $I_{nf} = 100$ A. Să se proiecteze instalația de legare la pămînt pentru protecția contra tensiunilor accidentale prin atingere indirectă.

Instalația de legare la pămînt include o priză naturală de pămînt formată din mantaua de oțel ($\rho_{otel} = 0,2$ Ωmm²/m) cu diametrul exterior $d_e = 30$ mm, de grosime $g = 2$ mm a unui cablu electric lung de $l = 1$ km.

La construcția prizei de pămînt artificiale se folosesc electrozi cilindrici de lungime $l_1 = 3$ m, de diametru $d = 50$ mm, precum și electrozi bandă orizontală de $l_2 = 6$ m de 4×40 mm², îngropați la $q = 0,8$ m.

Priza de pămînt se realizează în balast cu pămînt și electrozii formează un contur închis. Timpul de deconectare al circuitului I_p este de 1 s.

REZOLVARE:

Curentul de punere la pămînt se calculează cu relația (9.1.10)

$$I_p = 5 \cdot 100 = 500 \ \text{A}.$$

Rezistența de pămînt a prizei complexe este:

$$R_p = \frac{65}{500} = 0,13 \ \Omega.$$

Priza de pămînt naturală, a mantalei cablului R_{pn}, se determină după calculul rezistenței specifice longitudinale a mantalei

$$r = \frac{4 \cdot \rho_{otel} \cdot l}{\pi g(2d - g)} = \frac{4 \cdot 0,2 \cdot 1\,000}{\pi \cdot 2 \cdot (2 \cdot 30 - 2)} = 2,15 \ \Omega/\text{km},$$

iar rezistența specifică r_{p0} cu relația cazului 7 din Anexa 8.3

$$r_{p0} = 0,732 \ \frac{50}{1\,000} \lg \frac{2\,000}{0,03} = 0,176 \ \Omega/\text{km}$$

și rezultă

$$R_{pn} = \sqrt{r r_{p0}} \operatorname{cth} l \sqrt{\frac{r}{r_{p0}}} = \sqrt{2,19 \cdot 0,176} \operatorname{cth} 1 \sqrt{\frac{2,19}{0,176}} = 0,622 \ \Omega.$$

Rezistența prizei de pămînt artificiale (relația 8.1.13) este

$$R'_p = \frac{R_p \cdot R_{pn}}{R_{pn} - R_p} = \frac{0,13 \cdot 0,622}{0,622 - 0,13} = 0,164 \ \Omega.$$

Rezistențele prizelor de pămînt ale prizelor singulare sînt :
— electrozi țeavă (verticali) r_t

$$r_t = 0{,}366\frac{50}{2\pi 3}\left(\lg\frac{3}{0{,}02} + 0{,}5\lg\frac{4\left(\frac{3}{2}+0{,}8\right)+3}{4\left(\frac{3}{2}+0{,}8\right)-3}\right) = 2{,}255\ \Omega;$$

— electrozi bandă (orizontali) r_b

$$r_b = 0{,}366\frac{50}{6}\lg\frac{6^2}{0{,}02\cdot 0{,}8} = 10{,}224\ \Omega.$$

Numărul de electrozi verticali și orizontali este egal cu :

$$n = \frac{2(90+42)}{6} = 44.$$

Prin interpolare din tabelul 8.1.8 se găsesc coeficienții de utilizare $u_t = 0{,}544$ $(a_1/l = 2)$, $u_b = 0{,}2$ $(a_1/l = 1)$ și rezultă cu relația (8.1.12) rezistențele prizelor de pămînt artificiale :
— priza orizontală

$$R_{p0} = \frac{r_b}{nu_b} = \frac{10{,}224}{44\cdot 0{,}2} = 1{,}162\ \Omega;$$

— priza verticală

$$R_{pv} = \frac{r_t}{nu_t} = \frac{2{,}255}{44\cdot 0{,}454} = 0{,}094\ \Omega.$$

Rezistența echivalentă a prizelor de pămînt orizontală și verticală :

$$\frac{R_{pv}R_{po}}{R_{pv}+R_{po}} = \frac{1{,}162\cdot 0{,}094}{1{,}162+0{,}094} = 0{,}087\ \Omega < R_p' = 0{,}164\ \Omega.$$

Curentul I_p se distribuie astfel :
— prin priza de pămînt naturală

$$I_{pn} = 500\frac{0{,}087}{0{,}087+0{,}622} = 61{,}35\ \text{A};$$

— prin priza de pămînt artificială

$$I_{pa} = 500\frac{0{,}622}{0{,}622+0{,}087} = 438{,}65\ \text{A}.$$

Se aleg conductoarele de ramificație la priza de pămînt, pe baza relației (8.1.14), dacă acestea sînt din oțel

$$s_{ramif} \geqslant \frac{I_p\sqrt{t}}{\delta} = \frac{500}{70} = 7{,}143\ \text{mm}^2.$$

Se recomandă $s_{ramif} = 50\ \text{mm}^2$.

Pentru conductoarele principale rezultă

$$s_{princ} \geqslant \frac{I_p\sqrt{t}}{2\delta} = \frac{500}{2 \cdot 70} = 3{,}572 \text{ mm}^2,$$

alegîndu-se același material și secțiune ca a conductorului de ramificație.

Verificarea la stabilitate termică a prizei artidficiale constă în realizarea condiției (8.1.15)

$$R_{pa} = 0{,}087 < \frac{12\sqrt{\rho}}{I_{pa}} = \frac{12\sqrt{50}}{438{,}65} = 0{,}193 \ \Omega.$$

Pentru montarea cablului (priza naturală) se va verifica (8.1.14).

$$s_{manta} = \frac{\pi 2(2 \cdot 30 - 2)}{4} = 91{,}11 \text{ mm}^2 \geqslant \frac{61{,}35}{70} = 0{,}876 \text{ mm}^2.$$

Aplicația 8.2.28. Pentru portecția conductoarelor, la un receptor electric monofazat, alimentat dintr-un tablou electric, se folosesc siguranțele fuzibile pentru protecție de $I_{nf} = 50$ A. Receptorul este racordat prin cablu ACYY de 2×16 mm² de lungime $l = 500$ m, de rezistivitate $\rho = 1/35$ Ωmm²/m. Să se proiecteze instalația de legare la nulul de protecție, dacă tensiunea este $U = 231$ V, iar rețeaua are neutrul legat la pămînt cu o priză $R_p = 0{,}5$ Ω (cazul 9, Anexa 8.3).

REZOLVARE :

Se alege conform primei etape a algoritmului de la paragraful 8.1.3 conductor de aluminiu de secțiune $s = 16$ mm².

Parametrii conductoarelor sînt :

$$r_L = r_n = \frac{\rho_{Al} \cdot l}{s} = \frac{500}{35 \cdot 16} = 0{,}893 \ \Omega.$$

Circuitul în cazul unei puneri la pămînt nete este :

$$I_p = \frac{U}{r_L + r_n} = \frac{231}{2 + 0{,}893} = 129{,}34 \text{ A}.$$

Din relația (9.2.2) rezultă :

$$129{,}34 \text{ A} > 3{,}5 \cdot 50 = 175 \text{ A}$$

nu este îndeplinită.

Se va mări secțiunea nulului de protecție cu o treaptă $s_n = 25$ mm² și rezultă rezistența sa

$$r_n = \frac{500}{35 \cdot 25} = 0{,}571 \ \Omega.$$

În acest caz curentul I_p este

$$I_p = \frac{231}{0{,}893 + 0{,}571} = 157{,}79 \text{ A}.$$

Condiția (8.1.10) nu este îndeplinită. Se alege $s_n = 35$ mm² rezultînd I_p:

$$I_p = \frac{231}{0,893 + \frac{500}{35 \cdot 25}} = 177,53 \text{ A}.$$

În acest ultim caz condiția (8.1.10) este îndeplinită.

Tensiunea de atingere este

$$U_k = \frac{R_h r_n U}{(R_p + R_h) r_n + r_L (R_p + R_h + r_n)} =$$

$$= \frac{3\,000 \cdot 0,408 \cdot 231}{(0,5 + 3\,000) \cdot 0,408 + 0,893(0,5 + 3\,000 + 0,408)} = 0,059 \text{ V}.$$

Această valoare îndeplinește condiția de a fi mai mică decît valoarea normată de 65 V.

Aplicația 8.2.29. O priză de pămînt multiplă de dirijare a distribuției potențialelor este realizată din patru electrozi identici în formă de benzi orizontale legate în circuit închis. Electrozii au lungimea $l = 8$ m, lățimea $b = 0,10$ m și sînt îngropați la adîncimea $q = 1$ m (fig. 8.2.3).

Pentru cele două dispoziții din fig. 8.2.3 și 8.2.4 și electrozi confecționați din același material și avînd aceeași lățime să se determine:

a) rezistența prizei de pămînt;

b) valorile coeficienților de atingere k_a pentru punctele marcate;

c) coeficientul de pas maxim;

d) lungimea benzii consumate pentru realizarea prizei. Rezistivitatea solului este $\rho = 300$ Ωm.

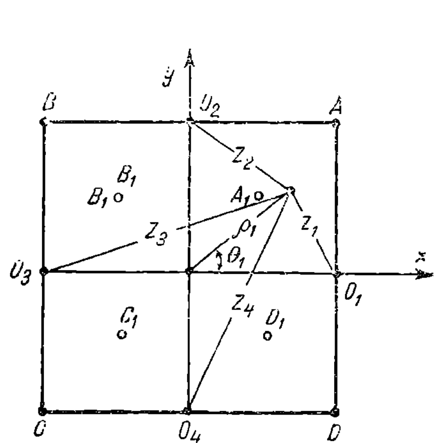


Fig. 8.2.3. Priza de pămînt complexă (electrozi orizontali și verticali):

Coordonate polare ale punctelor marcate: A $(4\sqrt{2},\ 45°)$; B $(4\sqrt{2},\ 135°)$; C $(4\sqrt{2},\ -135°)$; D $(4\sqrt{2},\ -45°)$; O_1 $(2, 0°)$; O_2 $(2, 90°)$; O_3 $(2, 180°)$; O_4 $(2, -90°)$; A_1 $(2\sqrt{2}, 45°)$; B_1 $(2\sqrt{2}, 135°)$; C_1 $(2\sqrt{2}, -135°)$; D_1 $(2\sqrt{2}, -45°)$; K (ρ_1, θ_1).

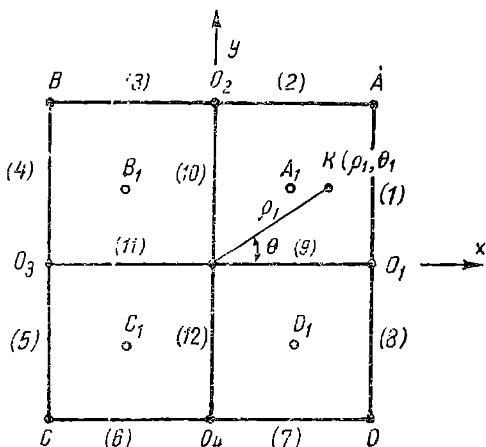


Fig. 8.2.4. Priză de pămînt mixtă.

REZOLVARE:

În cazul redat de fig. 8.2.3:

g) Cu relațiile cazului 8 din Anexa 8.3 rezultă:

— rezistența unui electrod

$$r_p = 0{,}366 \frac{300}{8} \lg \frac{8^2}{0{,}025 \cdot 1} = 31{,}185 \ \Omega;$$

— rezistența prizei cn relația (8.2.5)

$$R_{pd} = \frac{31{,}185}{4 \cdot 0{,}45} = 17{,}325,$$

unde $u = 0{,}45$ este coeficientul de utilizare al prizei (tabelul 8.1.8).

b) Cu notațiile din fig. 8.2.3 rezultă expresia analitică a coeficientului de atingere k_a:

$$k_a = 1 - 0{,}132 \lg \left(1 + \frac{8}{Z_1 - 4}\right)\left(1 + \frac{8}{Z_2 - 4}\right)\left(1 + \frac{8}{Z_3 - 4}\right)\left(1 + \frac{8}{Z_3 - 4}\right) \quad (9.2.2)$$

unde

$$Z_1 = \sqrt{17 - 8\rho_1 \cos\theta + \rho_1^2}; \qquad Z_2 = \sqrt{17 - 8\rho_1 \sin\theta + \rho_1^2};$$
$$Z_3 = \sqrt{17 + 8\rho_1 \cos\theta + \rho_1^2}; \qquad Z_4 = \sqrt{17 + 8\rho_1 \sin\theta + \rho_1^2}. \quad (9.2.3)$$

Cu datele geometrice din figură rezultă pentru punctul O de coordonate $O(0, 0)$ un coeficient de atingere $k_{a1} = 0{,}760$. În rest pentru celelalte puncte marcate se obțin:

— pentru $A\left(\rho_1 = 4\sqrt{2}\ \text{m},\ \theta_1 = \frac{\pi}{4}\right) k_{a_2} = 0{,}601$ fiind valabilă această valoare și pentru punctele B, C, D (simetrice față de centru O);

— pentru O_1 ($\rho_1 = 4$ m, $\theta_1 = 0$) $k_{a_3} = 0{,}666$ la fel pentru O_2, O_3 și O_4 din motive de simetrie;

— pentru punctul A_1 ($\rho_1 = 2\sqrt{2}$, $\theta_1 = \pi/4$) astfel $k_{a_4} = 0{,}58$ ca și în punctele B_1, C_1, D_1.

Coeficientul mediu, de atingere este:

$$k_a = \frac{k_{a_1} + k_{a_2} + k_{a_3} + k_{a_4}}{4} = \frac{0{,}76 + 0{,}601 + 0{,}666 + 0{,}58}{4} = 0{,}652.$$

Eroarea considerării coeficientului k_a în locul valorilor k_{a_i} $i = \{1, 2, 3, 4\}$ este cuprinsă între $-12{,}41\%$, $14{,}21\%$, erori ce sînt admisibile.

În cazul asimilării acestei configurații cu o placă îngropată la adîncimea $q = 1$ m (relația (8.1.22)) sau definiția (8.1.1) cu notația (8.1.24) rezultă:

$$k_a^{(1)} = 1 - \frac{2}{\pi} \operatorname{arctg} \sqrt{\frac{8^2}{\pi + 8\sqrt{\pi}}} = 0{,}305,$$

care față de k_a calculat anterior este cu $53{,}22\%$ mai mic.

c) Coeficientul de pas maxim este pentru direcția OA, cînd un picior este în A și celălalt în punctul $k_1[(4\sqrt{2} - s),\ \pi/4]$ și rezultă relația :

$$k_{pas\ max} = 0{,}192 \frac{\lg \frac{(2Z_1 + l)(2Z_2 + l)(2Z_3 + l)(2Z_4 + l)}{(2Z_1 - l)(2Z_2 - l)(2Z_3 - l)(2Z_4 - l)}}{\lg \frac{(2Z_1' + l)(2Z_2' + l)(2Z_3' + l)(2Z_4' + l)}{(2Z_1' - l)(2Z_2' - l)(2Z_3' - l)(2Z_4' - l)}} \qquad (9.2.4)$$

iar Z_1, Z_2, Z_3, Z_4 se calculează cu relațiile (9.2.3) și Z_1', Z_2', Z_3', Z_4' cu (9.2.5)

$$Z_1' = \sqrt{17 - 8(\rho_1 - s)\cos\theta + (\rho_1 - s)^2}\ ;\ Z_2' = \sqrt{17 - 8(\rho_1 - s)\sin\theta + (\rho_1 - s)^2}\ ;$$
$$(8.2.5)$$
$$Z_3'(\sqrt{17 + 8(\rho_1 - s)\cos\theta + (\rho_1 - s)^2}\ ;\ Z_4' = \sqrt{17 + 8(\rho_1 - s)\sin\theta + (\rho_1 - s)^2}.$$

Relațiile anterioare pentru punctul k_1 conduc la rezultatul $k_{pas\ max} = 0{,}238$.

d) Lungimea de bandă necesară pentru construcția prizei de pămînt este :

$$L^{(1)} = n \cdot l = 4 \cdot 8 = 32 \text{ m}.$$

În cazul unei prize multiple ca fig. 8.2.4

a) Rezistența prizei, compusă din 12 electrozi, avînd rezistența

$$r_p = 0{,}366 \frac{300}{4} \lg \frac{4^2}{0{,}025 \cdot 1} = 77{,}03\ \Omega,$$

iar rezistența de dispersie a prizei, calculată cu relația (9.1.12)

$$R_{pd} = \frac{77{,}03}{12 \cdot 0{,}314} = 20{,}443\ \Omega,$$

unde $u = 0{,}314$ este din tabelul 9.1.8.

b) Expresia analitică a coeficientului de atingere este :

$$k_a^{(a)} = 1 - 0{,}112 \sum_{i=1}^{n} \lg\left(1 + \frac{2}{|2Z_i - l|}\right) \qquad (9.2.6)$$

unde $n = 12$ numărul de electrozi din configurația propusă (fig. 8.2.4) ;
Z_i — distanța dintre electrodul i și punctul în care se calculează coeficientul de atingere.

Pentru distanța Z_i cu notațiile din fig. 8.2.3 în acest caz sînt valabile notațiile de definiție

$$Z_1 = \sqrt{21 + \rho_1^2 - 4\rho_1(\sin\theta + 2\cos\theta)}\ ;\ Z_2 = \sqrt{21 + \rho_1^2 - 4\rho_1(\cos\theta + 2\sin\theta)}\ ;$$
$$Z_3 = \sqrt{21 + \rho_1^2 - 4\rho_1(2\sin\theta - \cos\theta)}\ ;\ Z_4 = \sqrt{21 + \rho_1^2 - 4\rho_1(\sin\theta - 2\cos\theta)}\ ;$$
$$Z_5 = \sqrt{21 + \rho_1^2 + 4\rho_1(\sin\theta + 2\cos\theta)}\ ;\ Z_6 = \sqrt{21 + \rho_1^2 + 4\rho_1(\cos\theta + 2\sin\theta)}\ ;$$
$$(8.2.7)$$
$$Z_7 = \sqrt{21 + \rho_1^2 + 4\rho_1(2\sin\theta - \cos\theta)}\ ;\ Z_8 = \sqrt{21 + \rho_1^2 + 4\rho_1(\sin\theta - 2\cos\theta)}\ ;$$
$$Z_9 = \sqrt{5 + \rho_1^2 - 4\rho_1\cos\theta}\ ;\ Z_{10} = \sqrt{5 + \rho_1^2 - 4\rho_1\sin\theta}\ ;$$
$$Z_{11} = \sqrt{5 + \rho_1^2 + 4\rho_1\cos\theta}\ ;\ Z_{12} = \sqrt{5 + \rho_1^2 + 4\rho_1\sin\theta}.$$

În punctele P_1, P_2, P_3, P_4 coeficientul de atingere are aceeași valoare, rezultatele din înlocuirea coordonatelor acestora în relațiile (8.2.7) şi (8.2.6). Pentru punctul $P_1(\sqrt{2},\ \pi/4)$ rezultă un coeficient de atingere : $k_a^{(a)}(P_1) = 0{,}125$.

Coeficientul de atingere se poate calcula şi cu relaţia (8.1.22). Astfel, dacă numărul de electrozi paraleli este $n = 3$, iar lungimea unui electrod este $l = 8$ m, va rezulta :

$$\beta = 1, \text{ din relaţia (9.1.18) ;}$$

$$\alpha = \frac{8^6}{4^3(3\cdot 8)^2\cdot 1^2\cdot 2\,1} = 0{,}444 \text{ din relaţia (8.1.17) ;}$$

$$k_a^{(a)} = \frac{4{,}398}{\ln\dfrac{(0{,}4444\cdot 3\cdot 8)^2}{1\cdot 0{,}05}} = 0{,}569 \text{ cu relaţia (8.1.21).}$$

Eroarea acestui ultim coeficient faţă de cel calculat cu (8.2.6) este de $-355{,}2\%$, valoare ce exprimă faptul că dimensionarea prizei de pămînt făcută pe baza valorii din relația (8.2.6) conduce la o priză de pămînt mai economică decît cea din (8.1.16) sau (8.1.21).

În calculele de proiectare nu se pot realiza relaţii analitice ale lui k_a pentru fiecare configuraţie, deoarece aceasta implică analiza tuturor combinaţiilor posibile.

c) Coeficientul de pas maxim, pentru simplificare, se calculează cu relaţia (8.1.19) şi rezultă :

$$k_1' = 0{,}172\cdot 3 + 0{,}65 = 1{,}166 \text{ ;}$$

$$k_2' = \frac{1}{\pi}\left(\frac{1}{2\cdot 1} + \frac{1}{5+1} + \frac{1}{5}\right) = 0{,}276 \text{ ;}$$

$$k_{pas\ max} = \frac{1{,}166\cdot 0{,}276}{0{,}7}\,0{,}569 = 0{,}261.$$

d) Lungimea de bandă folosită la priza de dirijare a potenţialelor este :

$$L = 12\cdot 4 = 36 \text{ m} > L^{(1)} = 32 \text{ m.}$$

Aplicaţia 8.2.30. O staţie electrică de conexiuni de 110 kV exterioară, construită pe teren arabil, ocupă o suprafaţă dreptunghiulară cu dimensiunile : lungime $a = 100$ m, lăţime $b = 70$ m. Curentul de scurtcircuit monofazat maxim pe barele staţiei este $I_p = 30$ kA pentru $x_{hs}/x_{hst} = 0{,}064$. Timpii de acţionare ai proiecţiei prin relee sînt : $t_b = 0{,}4$ s — protecţia de bază, $t_r = 2{,}5$ s la protecţia de rezervă. Întreruptoarele deschid simultan contactele în $t_d = 0{,}1$ s.

Să se proiecteze instalaţia de legare la pămînt formată din priza de pămînt (cu electrozi orizontali şi verticali) şi priza de dirijare a distribuţiei potenţialelor dacă : $q_1 = 0{,}5$ m, $q_2 = 0{,}9$ m, $a_1' = b_1 = 2$ m, $a_2' = b_2 = 3$ m, $a_1 = 5$m $a_1 = 5$ m, $l_1 = 3$ m, $d = 7{,}5$ cm, $l_2 = 6$ m (fig. 8.2.5).

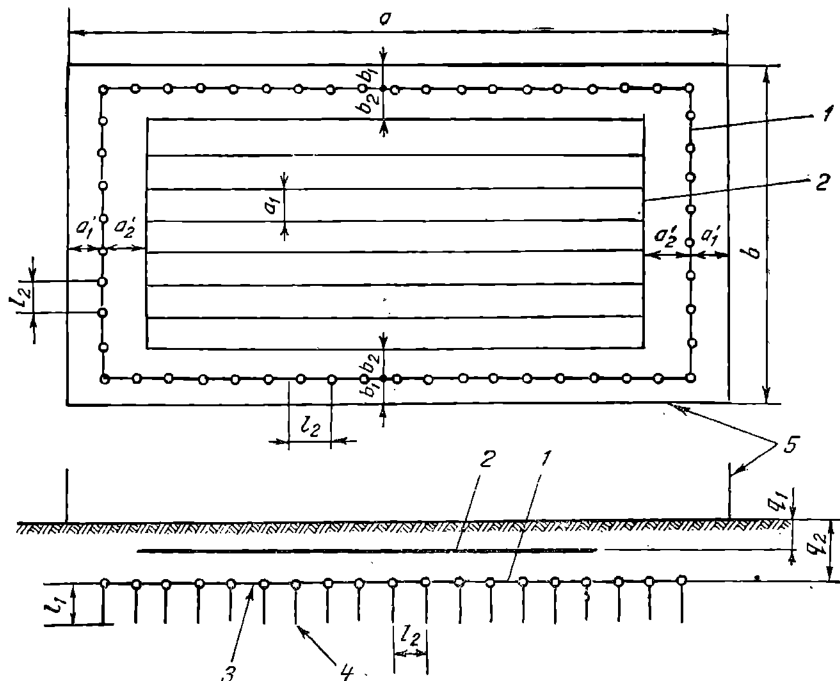


Fig. 8.2.5. Priză de pămînt mixtă și egalizarea potențialelor :
1 — priză de pămînt artificială ; 2 — priză de pămînt naturală ; 3 — electrozi orizontali ; 4 — electrozi verticali ; 5 — îngrădire.

REZOLVARE :

Numărul electrozilor verticali din priza de pămînt este :

$$n_v = \frac{2(a + b - 2a_1' - 2b_1')}{l_2} = \frac{2(100 + 70 - 4\cdot 2)}{6} = 54.$$

Numărul conductoarelor paralele din priza de dirijare a distribuției potențialelor este :

$$n_d = \frac{b - 2(b_1 + b_2)}{a_1} + 1 = \frac{70 - 2\cdot(2 + 3)}{5} + 1 = 13.$$

Conductoarele de ramificație se confecționează din oțel lat zincat. Secțiunea minimă necesară fiind (8.1.14)

$$s_r \geqslant \frac{I_p\sqrt{t_t + t_d}}{\delta} = \frac{30\,000\sqrt{2{,}5 + 0{,}1}}{70} = 691{,}05 \text{ mm}^2.$$

Se aleg două conductoare de oțel lat zincat de 60×6 mm^2.

Conductoarele principale de legare la pămînt constituie circuite închise (fig. 8.2.5) rezultînd secțiunea acestora :

$$s_p = \frac{s_r}{2} = \frac{2\times(60\times 6)}{2} = 60\times 6 \text{ mm}^2$$

Pentru toate conductoarele în construcția prizei se va folosi profilul de 60×6 mm^2.

Rezistențele de dispersie ale electrozilor verticali (cazul 4, Anexa 8.3):

$$r_{pv} = 0{,}366\frac{50}{3}\left(\lg\frac{2\cdot 3}{0{,}075} + \frac{1}{2}\lg\frac{4(0{,}9+3/2)+3}{4(0{,}9+3/2)-3}\right) = 13{,}204\ \Omega.$$

Pentru 54 electrozi verticali rezultă coeficientul de utilizare $u_v = 0{,}529$ (interpolare liniară în tabelul 8.1.9). Rezistența prizei verticale este, folosindu-se relația (8.1.12)

$$R_{pv} = \frac{13{,}204}{0{,}529\cdot 54} = 0{,}463\ \Omega.$$

Rezistența de dispersie a unei prize orizontale (cazul 8, Anexa 8.3) conform tabelului 8.1.9 este:

$$r_{p0} = 0{,}366\frac{50}{6}\lg\frac{2\cdot 6^2}{0{,}06\cdot 0{,}9} = 9{,}531\ \Omega.$$

Din tabelul 8.1.9 rezultă la 54 electrozi orizontali un coeficient de utilizare $u_0 = 0{,}276$ rezultînd o priză echivalentă orizontală de rezistență R_{p0}

$$R_{p0} = \frac{13{,}204}{0{,}276\cdot 54} = 0{,}886\ \Omega.$$

Rezistența prizei de pămînt de dirijare a distribuției potențialelor se calculează cu relația din situația 5 a Anexei 8.3 și rezultă:

$$V = \sqrt{\left(\frac{a}{2} - a_1' - a_2\right)^2 + \left(\frac{b}{2} - b_1' - b_2\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(\frac{100}{2} - 2 - 3\right)^2 + \left(\frac{70}{2} - 2 - 3\right)^2} = 54{,}08\ \text{m};$$

$$R_{pd} = \frac{50}{8\cdot 54{,}08}\left(1 + \frac{2}{\pi}\arcsin\sqrt{\frac{54{,}08^2}{4\cdot 0{,}5^2 + 54{,}08^2}}\right) = 0{,}229\ \Omega.$$

Rezistența echivalentă a prizei de pămînt este

$$R_p = \frac{1}{\dfrac{1}{0{,}462} + \dfrac{1}{0{,}886} + \dfrac{1}{0{,}229}} = 0{,}13\ \Omega < 0{,}2\ \Omega.$$

Curentul care solicită priza de pămînt a stației I_{pst} (fig. 8.2.6) este:

$$I_{pst} = \frac{I_p/3}{1 + x_{hst}/x_{hs}} = \frac{30\,000/3}{1 + 1/0{,}0064} = 601{,}5\ \text{A}.$$

Stabilitatea termică a prizei de pămînt constă în asigurarea condiției (8.1.15)

$$R_p \leqslant \frac{12\sqrt{\rho}}{I_{pst}},\ 0{,}13 \leqslant \frac{12\sqrt{50}}{601{,}5} = 0{,}141\ \Omega.$$

Potențialul prizei U_p nu trebuie să depășească valoarea

$$U_p = R_p I_{pst} = 0{,}13\cdot 601{,}5 = 78{,}195\ \text{V}.$$

Se verifică apoi calitatea instalației de legare la pămînt prin calculul coeficienților de atingere k_a și de pas k_{pas}, asimilîndu-se priza de pămînt ocmplexă cu o placă de electrozi orizontali. Astfel:

— numărul electrozilor orizontali

$$n = n_d + 2 = 13 + 2 = 15;$$

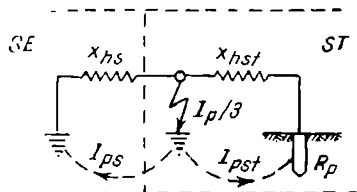


Fig. 8.2.6. Schema echivalentă pentru calculul curentului homopolar prin priză.

— coeficientul β (relația 8.1.18)

$$\beta = \left(\frac{n-1}{2}\right)! = \left(\frac{15-1}{2}\right)! = 5\,040\,;$$

— lungimea unei benzi

$$l = a - 2(a_1' + a_2') = 100-2(2+3) = 90 \text{ m}\,;$$

— coeficientul α (relația (8.1.17)

$$\alpha = \frac{90^2 \cdot 15 - 1}{5^2 \cdot 15 - 3 \cdot (15 \cdot 90)^2 \cdot 5\,040^2 \cdot (15-1)!} = 1{,}56641 \cdot 10^{13}\,;$$

— coeficientul de atingere și de pas pe cuprinsul prizei de dirijare a distribuției potențialelor (relația 8.1.21)

$$k_{pas} \approx k_a = \frac{4{,}398}{\ln 1{,}56641 \cdot 10^{13} \cdot (15 \cdot 90)^2/(0{,}5 \cdot 0{,}06)} = 0{,}091\,;$$

— coeficienții k_1' și k_2' din relația (8.1.20)

$$k_1' = 0{,}172 \cdot 15 + 0{,}65 = 3{,}23\,;$$

$$k_2' = \frac{1}{\pi}\left(\frac{1}{2 \cdot 0{,}5} + \frac{1}{5+0{,}5} + \frac{1}{5}\sum_{i=2}^{15-1} \frac{1}{i}\right) = 0{,}519\,;$$

— coeficientul de pas maxim

$$k_{pas\ max} = \frac{3{,}23 \cdot 0{,}519}{0{,}7} 0{,}091 = 0{,}218.$$

Tensiunile de pas și de atingere se determină cu relațiile (8.1.1) sînt:

$$U_a = 0{,}091 \cdot 78{,}195 = 7{,}116 \text{ V} < 65 \text{ V}\,;$$

$$U_{pas} = 0{,}218 \cdot 78{,}195 = 17{,}046 \text{ V} < 65 \text{ V}.$$

SCHEME ELECTRICE ȘI ECHIVALENTE pentru STABILIREA CURENTULUI prin OM I_h în CAZUL ATINGERII ACCIDENTALE într-o REȚEA MONOFAZATĂ — Anexa (8.1)

Nr. crt.	Schema multifilară de atingere	Schema echivalentă	Curentul prin om și prin instalația de punere la pămînt I_h, I_p, I'_p
1	$Z_{L1}=R_{L2}+jX_{L2}$; $Z_{L1}=R_{L1}+jX_{L1}$		$Z_e = Z_1 + Z_{L1} + Z_{L2} + Z_2 \parallel (R_a+R_h)$ $I_h = \frac{U}{Z_e}\cdot\frac{Z_2}{Z_2+R_a+R_h}$, $I_p = I'_p = 0$
2	$Z_{L2}=R_{L2}+jX_{L2}$; $Z_{L1}=R_{L1}+jX_{L2}$; $Z'_{L1}=R'_{L1}+jX'_{L1}$; $Z'_{L2}=R'_{L2}+jX'_{L2}$		$I_h = \frac{1-\frac{Z_{L1}+Z_{L2}+Z_1}{Z_e}}{Z'_{L2}+R_{iz}+r_p \parallel (R_h+R_a)}\cdot\frac{r_p}{r_p+R_a+R_h}\,U$; $I_p = \frac{R_a+R_h}{r_p} I_h$ $Z_e = Z_1+Z_{L1}+Z_{L2}+Z_2 \parallel (R_{oz}+Z'_{L2}+r_p \parallel (R_a+R_h))$
3	$Z_{L2}=R_{L2}+jX_{L2}$; $Z_{L1}=R_{L1}+jX_{L1}$		$Z_e = Z_{L2} + R_p \parallel (Z_1+Z_{L1}) + Z_2 \parallel (R_a+R_h)$ $I_h = \frac{Z_2}{Z_2+R_a+R_h}\cdot\frac{U}{Z_e}$; $I'_p = \frac{Z_1+Z_{L1}}{Z_1+Z_{L1}+R_p}\cdot\frac{U}{Z_e}$
4	$Z_{L2}=R_{L2}+jX_{L2}$; $Z_{L1}=R_{L1}+jX_{L1}$; $Z'_{L1}=R'_{L1}+jX'_{L1}$; $Z'_{L2}=R'_{L2}+jX'_{L2}$		$Z_{L2}+\frac{R_p(Z_{L1}+Z_1)}{R_p+Z_{L1}+Z_1}+\frac{Z_2\left(Z'_{L2}+R_{iz}+r_p\frac{R_a+R_h}{r_p+R_a+R_h}\right)}{Z_2+Z'_{L2}+R_{iz}+\frac{r_p(R_a+R_h)}{r_p+R_a+R_h}}$ $I_h = \frac{\frac{Z_2}{Z'+Z_2}}{\frac{r_p+R_a+R_h}{r_p}}\cdot\frac{U}{Z_e}$ $I_p = \frac{R_a+R_h}{r_p} I_h$ $I'_p = \frac{Z_1+Z_{L1}}{Z_1+Z_{L1}+R_p}\cdot\frac{U}{Z_e}$ unde $Z' = \frac{r_p(R_a+R_h)}{r_p+R_a+R_h}+R_{iz}+Z'_{L2}$ Obs. – Rețea electrică legată la pămînt

Nr. crt.	Schema multifilară de atingere	Schema echivalentă	Curentul prin om și prin instalația de punere la pămînt I_h, I_p, I_p'
5			$Z_e = Z_{L2} + (Z_2 + Z' \| R_h') \| (R_{iz} + Z'_{L2})$; $Z' = (Z_L + Z_1) \| R_p$ $R_h' = r_p \| (R_a + R_h)$ $I_h = \frac{U}{Z_e} \cdot \frac{Z'_{L2} + R_{iz}}{Z_2 + Z' \| R_h} \cdot \frac{Z'}{Z' + R_h} \cdot \frac{r_p}{r_p + R_h}$; $I_p' = \frac{R_a + R_h}{R_a + R_h + r_p} I_h$ $I_p = \frac{U}{Z_e} \cdot \frac{R_h'}{Z' + R_h'} \cdot \frac{Z_{L1} + Z_1}{Z_{L1} + Z_1 + R_p}$.
6			$Z_e = Z_{L2} + Z'_{L2} + R_{iz} + R' \| (Z_n + Z_n')$; $R' = R_p + r_p \| (R_h + R_a)$ $I_h = \frac{U}{Z_e} \cdot \frac{Z_n + Z_n'}{Z_n + Z_n' + R'} \cdot \frac{r_p}{r_p + R_a + R_h}$, $I_p' = \frac{R_h + R_a}{r_p} I_h$ $I_p = I_h + I_p'$; $I_{np} = \frac{U}{Z_z} \cdot \frac{R'}{Z_n + Z_n' + R'}$
7			$i_h = \frac{R}{R + R_a + R_h} \frac{U}{R_e} e^{-\frac{1}{C}\left(\frac{\tau}{R} + \frac{t}{R}\right)}$, $R_e = R \| (R_a + R_h)$ - atingere directă a $i_h = \frac{R}{R + R_a + R_h + R_{iz}} \cdot \frac{U}{R_e} e^{-\frac{1}{C}\left(\frac{\tau}{R} + \frac{t}{R_e}\right)}$ $R_e = R \| (R_a + R_h + R_{iz})$ - atingere indirectă b Condiții inițiale $t = 0_-$, $u = U_0$, $R = R_e$; $t = \tau_-$, $u = U_a'$, $u' = U_a'$ și $R_e = R_e'$.
8			a - electrostatic (e s) $u_{es}(P) = \frac{\ln r'/r}{\ln 4H/d} U$; $r = \sqrt{(H-h)^2 + a^2}$. $r' = \sqrt{(H+h)^2 + a^2}$ b - electromagnetic (e m) $U_{em}(x) = j \omega M x I$ M este inductanța mutuală specifică ; ω - pulsația curentului I
9			$U(x) = I_p \sqrt{r\, r_{po}} \cdot \frac{ch\, x \sqrt{r/r_{po}}}{sh\, l \sqrt{r/r_{po}}}$ I_p este curentul total din conductă r - rezistența specifică longitudinală a conductei r_{po} - rezistența specifică transversală a conductei

Fig. A.8.1. Scheme electrice și echivalente pentru stabilirea curenților prin om (I_h) în cazul atingerilor accidentale într-o rețea monofazată :

cazurile 1 — atingerea directă, rețea cu neutrul izolat ; 2 — atingerea indirectă, rețea cu neutrul izolat ; 3 — atingerea directă, rețea cu neutrul legat la pămînt ; 4 — atingerea indirectă, rețea cu neutrul legat la pămînt ; 5 — atingerea indirectă, rețea cu neutrul legat la pămînt iar utilajul legat la nulul de exploatare ; 6 — atingerea indirectă, rețea cu neutrul legat la pămînt și utilajul legat la nulul de exploatare ; 7 — atingerea directă (a) și indirectă (b) a unei baterii de condensatoare ; 8 — atingerea indirectă a unor obiecte metalice din apropierea instalațiilor sub tensiune : a — influențe electrostatice ; b — influențe electromagnetice ; 9 — schema electrică echivalentă și schema de principiu a unei conducte lungi.

Semnificația notațiilor :

Z_{L1}, Z_{L2}, Z_n sînt impedanțele longitudinale ale conductoarelor rețelei de alimentare ; Z'_{L1}, Z'_{L2}, Z'_n — impedanțele longitudinale ale conductoarelor de ramificație la utilaj ; $Z_1(R_1, C_1)$, $Z_2(R_2, C_2)$ — impedanțele transversale (rezistența de izolație, capacitatea de serviciu) ale conductoarelor rețelei de alimentare ; R_p, r_d — rezistențele de dispersie ale prizelor de pămînt ale sistemului și utilajului ; R_{iz} — rezistența izolației defecte ; R_a — rezistența amplasamentului ; R_h — rezistența omului.

SCHEME ELECTRICE ȘI ECHIVALENTE pentru DETERMINAREA CURENTULUI prin OM (I_h) în CAZUL ATINGERII ACCIDENTALE într-o REȚEA TRIFAZATĂ SIMETRICĂ — Anexa (8.2)

Nr. crt.	Schema bifilară de atingere	Schema echivalentă	Mărimi de stare ale sursei cînd se dau tens. sursei	Curenți I_h, I_p, I_p'
1			$I_R = \frac{V_R}{Z' + Z_L}$, $Z' = Z \parallel (R_a + R_h)$ $I_S = \frac{a^2 V_R}{Z + Z_L}$ $I_T = \frac{a V_R}{Z + Z_L}$	$I_h = \frac{Z I_R}{Z + R_a + R_h}$ $I_p = I_p' = 0$
2			$I_R = \frac{V_R}{Z_L + Z' \parallel Z}$; $I_S = \frac{a^2 V_R}{Z + Z_L}$ $I_T = a^2 I_S$; $Z' = Z_L' + R_{iz} + r_p \parallel (R_a + R_h)$	$I_h = \frac{Z}{Z + Z'} \cdot \frac{r_p I_R}{r_p + R_a + R_h}$ $I_p = \frac{R_a + R_h}{r_p} I_h$; $I_p' = 0$
3			$I_R = \frac{V_R}{Z' + Z_L}$; $I_S = \frac{a^2 V_R}{Z + Z_L}$ $I_T = a^2 I_S$; $V_0 = -R_p (I_R + I_S + I_T)$ $Z' = Z \parallel (R_a + R_h)$	$I_h = \frac{Z}{Z + R_a + R_h} I_R$ $I_p' = \frac{V_0}{R_p}$; $I_p = 0$
4			$I_R = \frac{V_R}{Z' \parallel Z + Z_L}$, $I_S = \frac{a^2 V_R}{Z + Z_L}$, $I_T = a^2 I_S$; $V_0 = -R_p (I_R + I_S + I_T)$	$I_h = \frac{Z}{Z + Z'} \cdot \frac{r_p}{r_p + R_a + R_h} I_R$ $I_p = \frac{R_a + R_h}{r_p} I_h$ $I_p' = \frac{V_0}{R_p}$

Continuare Anexa (8.2)

Nr. crt.	Schema trifilară de atingere	Schema echivalentă	Mărimi de stare ale sursei cînd se dau tensiunile sursei	Curenții I_h, I_p, I'_p
5			$I_R = \frac{V_R}{Z_1}$; $I_S = \frac{a^2 V_S}{Z_2}$; $I_T = a^2 I_S$ $V_0 = -R_p(I_R + I_S + I_T)$ $Z_1 = Z_L + Z \parallel (Z_L + R_{iz} + (r_p \parallel R_p \parallel (R_h + R_a)))$ $Z_2 = Z_L + Z$	$I_h = \frac{V_0}{R_a + R_h}$ $I'_p = \frac{V_0}{r_p}$ $I_p = \frac{V_0}{R_p}$
6			$V_{0'} = \frac{V_R/Z_1 + V_S/Z_2}{\frac{1}{R'' \parallel Z_1 \parallel Z_2}}$; $I_R = \frac{V_R - V_{0'}}{Z_1}$ $I_S = \frac{V_S - V_{0'}}{Z_2}$; $I_T = \frac{V_T}{Z_3}$; $V_0 = -R_p(I_R + I_S + I_T)$ $R' = R_{p1} \parallel r_{p2} \parallel (R_a + R_h)$ $Z_1 = Z_L + Z'_{L1} + R_{iz}$; $Z_3 = Z_L + Z$ $Z_2 = Z_L + Z'_{L2} + Z_{L12} + R_{iz2}$	$I_h = \frac{V_{0'}}{R_a + R_h}$ $I_{p1} = \frac{V_{0'}}{r_{p1}}$; $I_{p2} = \frac{V_0}{r_{p2}}$ $I'_p = -(I_{p1} + I_{p2} + I_h + I_T)$ $V_0 = R_p I'_p$

Fig. A.8.2. Scheme electrice și echivalente pentru stabilirea curenților prin om (I_h) în cazul atingerilor accidentale într-o rețea trifazată simetrică :

cazurile 1 — atingerea directă, la o rețea cu neutrul izolat ; 2 — atingerea indirectă la o rețea cu neutrul izolat ; 3 — atingerea directă la o rețea cu neutrul legat la pămînt ; 4 — atingerea indirectă la o rețea cu neutrul legat la pămînt ; 5 — atingerea indirectă la o rețea cu neutrul legat la pămînt, iar utilajul legat la *NE* ; 6 — atingere indirectă la o rețea cu neutrul legat la pămînt, iar utilajul legat la *NE*.

Semnificația notațiilor Anexei 8.2 :

V_R, V_S, V_T sînt tensiunile de fază la bornele sursei ; Z_L — impedanța longitudinală a rețelei ; Z (R, C) — impedanța transversală a rețelei (rezistența de izolație, capacitatea de serviciu) ; R_p — rezistența prizei de pămînt a sursei ; r_p, r_{p1}, r_{p2} — rezistențele izolației defecte : ale receptoarelor ; Z_{L12} — rezistența rețelei dintre două receptoare ; R_{iz}, R_{iz1}, R_{iz2} — rezistențele izolației defecte ; Z'_L, Z'_{L1}, Z'_{L2} — impedanțele rețelelor derivație ale receptoarelor ; R_a — rezistența amplasamentului ; R_h — rezistența omului.

PRIZE SIMPLE DE PĂMÎNT – RELAȚII DE CALCUL — Anexa (8.3)

Nr. crt.	Tipul prizei	Schița prizei	Relații de calcul
1	Electrod emisferic la suprafața solului	R, r, k, O	$r_p = \frac{\rho}{2\pi r}$ $U_k = \frac{\rho I_p}{2\pi R}$ $k_a = 1 - \frac{r}{R}$ $k_{pas\,max} = \frac{s}{r+s}$
2	Electrod sferic îngropat la adîncimea h	R, O', k, h, O, r	$r_p = \frac{\rho}{4\pi r}\left(1 + \frac{r}{2h}\right)$ $U_k = \frac{I_p}{2\pi\sqrt{h^2+R^2}}$ $k_a = 1 - \frac{4rh}{(2h+r)\sqrt{h^2+R^2}}$ $k_{pas\,max} = \frac{4rh}{2h+r}\left(\frac{1}{h} - \frac{1}{\sqrt{h^2+s^2}}\right)$
3	Electrod vertical de secțiune circulară cu capătul superior la suprafața solului	R, O, k, l, 2r	$r_p = 0{,}366\frac{\rho}{l}\lg\frac{2\cdot l}{r}$ $U_k = 0{,}366\frac{\rho I_p}{l}\lg\frac{2\cdot l}{R}$ $k_a = 1 - \frac{\lg 2\cdot l/R}{\lg 2\cdot l/r}$ $k_{pas\,max} = \frac{\lg (r+s)/s}{\lg 2\cdot l/r}$

Nr. crt.	Tipul prizei	Schița prizei	Relații de calcul
4	Electrod vertical de secțiune circulară îngropat la adîncimea q sau $h = q + \frac{l}{2}$		$r_p = 0{,}366 \frac{\rho}{l}\left(\lg\frac{l}{r} + \frac{1}{2}\lg\frac{4\cdot h+l}{4\cdot h-l}\right)$ $U_k = 0.366 \frac{\rho I_p}{l}\lg\frac{2z+l}{2z-l}$ $z = \sqrt{h^2+R^2}$ $k_a = 1 - \frac{\lg(2z+l)/(2z-l)}{\lg l/r + 0{,}5\lg(4\cdot h+l)/(4\cdot h-l)}$ $k_{pas\,max} = \frac{0{,}173\, s\cdot l}{h^2\sqrt{1+l/2h}\cdot\lg l/r}$
5	Electrod orizontal din placă de suprafață S îngropat la adîncimea h		$r_p = \frac{\rho}{8V}\left(1+\frac{2}{\pi}\arcsin\sqrt{\frac{V^2}{4h^2+V^2}}\right)$ unde $V^2 = \frac{S}{\pi}$
6	Electrod orizontal din placă de suprafață S la nivelul suprafeței solului		$r_p = 0{,}444\frac{\rho}{\sqrt{S}}$
7	Electrod orizontal de secțiune circulară la suprafața solului $z = \sqrt{4R^2 + l^2}/2$		$r_p = 0{,}732\frac{\rho}{l}\lg\frac{l}{r}$ $U_k = 0{,}366\frac{\rho I_p}{l}\lg\frac{2\cdot z+l}{2\cdot z-l}$ $k_a = 1 - \frac{\lg(2\cdot z+l)/(2\cdot z-l)}{2\lg l/r}$ $k_{pas\,max} = \frac{\lg\sqrt{s\cdot l/r}}{\lg l/r}$

continuare Anexa (8.3)

Nr. crt.	Tipul prizei	Schița prizei	Relații de calcul
8	Electrod orizontal de secțiune circulară îngropat la adîncimea q $z = \sqrt{q^2 + R^2}$		$r_p = 0{,}366 \frac{\rho}{l} \lg \frac{l^2}{r \cdot q}$ $U_k = 0{,}366 \frac{\rho I_p}{l} \lg \frac{2 \cdot z + l}{2 \cdot z - l}$ $k_a = 1 - \frac{\lg (2 \cdot z + l)/(2 \cdot z - l)}{\lg l^2/2 \cdot rq}$ $k_{pas\ max} = \frac{1}{\lg l^2/2 \cdot rq}$ $\left(\lg \frac{2\sqrt{q^2+s^2}+l}{2\sqrt{q^2+s^2}-l} - \lg \frac{2 \cdot q + l}{2 \cdot q - l}\right)$
9	Inel orizontal din electrod de secțiune circulară la suprafața solului		$r_p = 0{,}732 \frac{\rho}{\pi D} \lg \frac{4\pi D}{r}$
10	Inel orizontal din electrod de secțiune circulară îngropat la adîncimea q		$r_p = 0{,}366 \frac{\rho}{\pi D} \lg \frac{2\pi^2 \cdot D^2}{r \cdot q}$

BIBLIOGRAFIE

1. Iordănescu, I., Iacobescu, Gh. **Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale.** Editura didactică şi pedagogică, Bucureşti, 1979.
2. Comşa, D. ş.a. **Proiectarea instalaţiilor electrice industriale.** Editura Didactică şi Pedagogică Bucureşti, 1982.
3. Müller, R. **Protecţia contra tensiunilor de atingere a instalaţiilor electrice de joasă tensiune.** Editura Tehnică, Bucureşti, 1971.
4. Sufrim, M. **Protecţia contra tensiunilor accidentale.** Editura Tehnică, Bucureşti, 1967.
5. Dobin, P. A. **Spravocinik po tehnike bezopostnposti.** Editura Energia, 1973.
6. Vasilache, G. **Sisteme de protecţie împotriva tensiunilor accidentale.** Editura Tehnică, Bucureşti, 1980.
7. * * * **Instrucţiuni pentru proiectarea şi execuţia instalaţiilor de legare la pămînt.** Bucureşti, 1970.

Sub tipar :

M. Eremia, H. Crişciu, B. Ungureanu, C. Bulac

ANALIZA ASISTATĂ DE CALCULATOR A REGIMURILOR SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

În lucrare sînt dezvoltate o parte din principalele probleme de calcul şi analiză cu care se confruntă specialiştii în activitatea de studii şi proiectare a sistemelor electroenergetice, precum şi în activitatea de exploatare a acestora. Au fost selectate metodele de calcul care s-au impus pe plan mondial în domeniul analizei asistate de calculator a sistemelor electroenergetice.

Lucrarea este structurată în patru părţi :

- *Analiza regimurilor normale*, în care sînt descrise metode de calcul al regimului permanent, reprezentarea sistemelor externe prin echivalenţi (Ward, REI-Dimo, ETI), calcule de contingenţe şi tehnici specifice de calcul (matrici rare, eliminări ordonate).
- *Analiza regimurilor perturbate*, unde sînt dezvoltate metode de calcul al curenţilor de scurtcircuit, analiza stabilităţii statice şi tranzitorii — inclusiv prin echivalenţi.
- *Optimizarea regimurilor de funcţionare*, în care se prezintă problema repartiţiei economice a puterilor active şi reactive în sistem, utilizînd metode de programare matematică.
- *Estimarea în timp real a stării statice a unui sistem* pe baza măsurătorilor de circulaţii de puteri, injecţii şi tensiuni în noduri.

În general, fiecare problemă este tratată în detaliu, dîndu-se metode de rezolvare, algoritmi de calcul (eventual şi scheme logice) şi exemplificări prin aplicaţii pe o reţea electrică simplă sau o reţea electrică complexă. Nivelul de detaliere face posibilă realizarea de către cei interesaţi a unor programe de calcul. Sînt date de asemenea descrieri sumare ale principalelor programe de calcul disponibile în R. S. România.

În anexe, se prezintă unele noţiuni privind integrarea numerică a sistemelor de ecuaţii diferenţiale, programarea lineară şi nelineară, statistică, matematică, precum şi calculul valorilor şi vectorilor proprii, elemente considerate a fi necesare pentru înţelegerea textului.

Lucrarea, cu un caracter complex, interdisciplinar, este utilă specialiştilor din unităţile de cercetare-proiectare şi exploatare a sistemelor electroenergetice, precum şi studenţilor şi doctoranzilor din domeniile energetică, electrotehnică şi automatică.

Din cuprins :

- Metode de calcul al regimurilor permanente
- Analiza regimurilor permanente cu ajutorul calculatoarelor electronice
- Echivalenţi de reţea utilizaţi în calculul regimului permanent
- Metode de calcul al curenţilor de scurtcircuit
- Stabilitatea tranzitorie pe termen scurt şi echivalenţi dinamici
- Stabilitatea la mici perturbaţii
- Optimizarea repartiţiei puterilor active şi reactive
- Estimarea în timp real a stării statice
- Anexe

Lei 42



EDITURA TEHNICĂ

Electroenergetica întreprinderilor industriale reprezintă un domeniu în care practica tehnico-inginerească se desfăşoară pe baza unor criterii precise şi ferme, fundamentînd metodologii şi proceduri de calcul riguroase. Problemele de decizie aferente – atît în proiectare cît şi în exploatare – necesită de fiecare dată aplicarea unor metode sau elaborarea de variante, evaluarea cantitativă a caracteristicilor acestora, precum şi apelul la strategii de optimizare corespunzătoare. Minimizarea consumurilor de energie electrică, exploatarea judicioasă a echipamentelor, în condiţii de fiabilitate şi economicitate sporite, presupun un maxim de raţionalitate pentru organizarea interfeţei sistem electric-întreprindere şi adoptarea celor mai eficiente soluţii de alimentare a consumatorilor industriali.

Lucrarea de faţă constituie un ghid procedural pentru proiectare şi exploatare, care parcurge cu maxim de economie, ciclul informaţie-decizie-acţiune în rezolvarea unora dintre cele mai importante probleme ale electroenergeticii întreprinderilor industriale:

– stabilirea consumului de putere şi energie electrică necesar întreprinderii;

– calculul căderilor de tensiune şi alegerea secţiunii conductoarelor liniilor electrice;

– diminuarea pierderilor de putere şi energie electrică cu compensarea energiei reactive;

– regimul permanent de funcţionare al reţelelor electrice complexe;

– stabilirea soluţiilor optime de alimentare cu energie a întreprinderilor industriale;

– scurtcircuite şi limitarea efectelor acestora în reţelele electrice;

– măsuri de atenuare a regimului deformant;

– tehnica securităţii în instalaţiile electroenergetice industriale.

Structura capitolelor este liniară, acestea fiind dezvoltate după următoarele criterii: introducere teoretică şi tematică; breviar de noţiuni şi relaţii de calcul; teme de aplicaţii; modul de rezolvare şi soluţia temelor propuse. Prin conţinutul temelor aplicative tratate, lucrarea pune în conexiune problematica tehnică cu aspectele economice, contribuind la o fundamentată gestionare a resurselor de echipament şi energie la nivel hotărîtor al întreprinderii industriale.

Lucrarea se adresează inginerilor electroenergeticieni din întreprinderile şi sistemele electrice industriale, proiectanţilor de instalaţii electroenergetice pentru consumatorii din industrie, cadrelor didactice şi studenţilor din învăţămîntul tehnic superior.

PROBLEME